

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

П о л и т е х н и ч е с к и й и н с т и т у т

Т е п л о в ы е э л е к т р и ч е с к и е с т а н ц и и

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко

«___» _____ 2016г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ
140101.65 «Тепловые электрические станции»

Расширение Берёзовской ГРЭС

Пояснительная записка

Руководитель

подпись, дата

д.т.н. профессор В.А. Дубровский

Выпускник

подпись, дата

О.А. Ващилина

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа выпускной квалификационной работы по
теме: «Расширение Берёзовской ГРЭС»

Консультанты по
разделам:

Экономическое
обоснование проекта

подпись, дата

Л.В. Голованова

Безопасность
проектируемого объекта

подпись, дата

В.В. Колот

Технический контроль

подпись, дата

С.А. Михайленко

Нормоконтролер

подпись, дата

П.В. Шишмарёв

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Е.А. Бойко

«____» _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме дипломного проекта

Студенту Ващиной Оксана Александровне
(фамилия, имя, отчество студента)
Группа ЗТЭ 10-01 Направление (специальность) 140101.65
(код)

Тепловые Электрические Станции
(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Расширение Берёзовской ГРЭС

Утверждена приказом по университету № 5074/с от 12.04.2016
Руководитель ВКР В.А. Дубровский, профессор, д.т.н., преподаватель
кафедры «ТЭС» ПИ СФУ
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР Электрическая нагрузка 800 МВт, тепловая нагрузка 20 МВт, топливо – Бородинский бурый уголь, район строительства – г. Шарыпово

Перечень разделов ВКР Расчёт принципиальной тепловой схемы; выбор вспомогательного оборудования в пределах тепловой схемы; разработка генерального плана и разработка компоновки главного корпуса; вопросы охраны окружающей среды; производственная безопасность проектируемого объекта.

Перечень графического материала:

Лист 1. Принципиальная тепловая схема;

Лист 2. Генеральный план;

Лист 3. Компоновка оборудования;

Лист 4. Схема технического водоснабжения;

Лист 5. Продольный разрез котла П-67;

Лист 6. Поперечный разрез котла П-67;

Лист 7. Принципиальная схема химводоочистки.

Руководитель ВКР

подпись

В.А. Дубровский

Задание принял к исполнению

подпись

О.А. Ващилина

« ____ » _____ 2016 г.

РЕФЕРАТ

Дипломный проект по теме «Расширение Берёзовской ГРЭС» выполнен на семи листах графической части и 99 страницах расчетно-пояснительной записки.

Ключевые слова: ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ТУРБИНА, КОТЕЛ, ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО.

Дипломный проект включает в себя: экономическую часть, расчет тепловой схемы турбины К-800-240, выбор вспомогательного оборудования, расчет топливного хозяйства, расчет и выбор электрофильтра, охрана окружающей среды, безопасность проектируемого объекта.

В данном дипломном проекте представлен проект расширения Берёзовской ГРЭС. Дипломный проект состоит из шести разделов. Первый раздел включает в себя экономическую часть, где рассчитана себестоимость электрической и тепловой энергии, определение срока окупаемости проекта. Вторая часть содержит расчет тепловой схемы, расчет показателей энергетической эффективности турбоустановки и энергоблока. Третий раздел проекта посвящен общим вопросам. В четвертом разделе проработаны вопросы охраны окружающей среды. В рамках индивидуального задания рассмотрены вопросы работы флотаторов. В шестом разделе проекта проработаны вопросы безопасности производства проектируемого объекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Экономическая часть.....	6
1.1 Экономическое обоснование выбора состава основного оборудования	6
1.2 Расчёт проектной себестоимости ГРЭС	6
1.3 Расчёт себестоимости единицы электроэнергии.....	9
1.4 Оценка экономической эффективности капитальных вложений.....	10
2 Расчётная часть.....	15
2.1 Подготовка данных к расчёту	15
2.2 Расчёт установки по подогреву сетевой воды	18
2.3 Построение процесса расширения пара в i-S диаграмме	19
2.4 Определение параметров по элементам схемы	23
2.5 Определение предварительного расхода пара на турбину	24
2.6 Баланс пара и конденсата	25
2.7 Расчёт тепловой схемы.....	26
2.8 Расчёт технико-экономических показателей работы станции	32
2.9 Основное оборудование.....	35
2.10 Выбор вспомогательного оборудования	40
3 Общая часть.....	52
3.1 Генеральный план.....	52
3.2 Компоновка главного корпуса.....	52
3.3 Топливное хозяйство ТЭЦ.....	54
3.4 Оборудование системы пылеприготовления	57
3.1 Водоснабжение.....	58
3.2 Золошлакоудаление.....	60
4 Охрана окружающей среды.....	62
4.1 Золоулавливание.....	62
4.2 Расчёт выбросов вредных веществ.....	63
5 Индивидуальное задание.....	65
5.1 Принцип действия флотационных установок.....	65

						ДП–14010165–ПЗ		
Изм.	Лист			Подпись	Дата			
Разраб.	Ващилина О.А.					Расширение Берёзовской ГРЭС		
Проверил	Дудровский В.А.							
Т.контр.	Михайленко С.А.							
Н. контр.	Шихмарёв П.В.							
Утв.	Бойко Е.А.							
							Лист	Листов
							2	99
						ТЭС		

5.2	Конструкция флотаторов.....	68
6	Промышленная безопасность проектируемого объекта.....	73
6.1	Общая характеристика проектируемого объекта с точки зрения безопасности и безвредных условий труда	73
6.2	Объёмно-планировочное решение планируемого объекта (цеха)...	74
6.3	Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей технологического процесса.....	74
6.4	Производственная санитария.....	81
6.5	Предупреждение аварийных ситуаций.....	90
6.6	Индивидуальное задание.....	93
	Заключение.....	94
	Список использованных источников.....	95

ВВЕДЕНИЕ

Основу электроэнергетики нашей страны составляют тепловые электрические станции. Сегодня электроэнергетика России имеет общую установленную мощность электрических станций около 200 миллионов кВт. В её структуре 70 процентов составляют тепловые электростанции, половина из которых имеет крупноблочное оборудование на критические и сверхкритические параметры пара.

В электроэнергетике наступил период интенсивного вывода мощностей электростанций, агрегаты которых достигли предельной наработки и исчерпали ресурс.

В настоящее время выработали свой ресурс 50 млн. кВт генерирующих мощностей. К 2025 г. эта цифра увеличится до 100 млн. кВт.

Истощение запасов органического топлива требует более экономичного расходования этих ресурсов, поэтому, необходимо повышение КПД современных тепловых электрических станций.

Топливо-энергетический комплекс Красноярского края занимает значительное место в региональной экономике, обеспечивая около 10% валового регионального продукта и 20% всех налоговых поступлений в бюджет края. Красноярский край, в перспективе, обеспечен собственными топливо-энергетическими ресурсами. Региону принадлежит первенство в России по общегеологическим запасам угля - свыше 20% мировых запасов. Безусловно, будущее Красноярского края неразрывно связано с развитием энергетической отрасли, которая на протяжении многих лет является одной из профилирующих в экономике не только края, но и всего Сибирского региона. В регионе наблюдается устойчивый рост электропотребления.

Также в скором времени в юго-восточной зоне будет создано два новых металлургических центра по добыче и переработки медно-никелевых руд на базе месторождений Кингашского рудного узла (планируемый годовой выпуск концентрата – 2,5 млн.т) со строительством металлургического комплекса по производству цветных и драгоценных металлов (выпуск 45,6 тыс.т никеля, 15,3 тыс.т меди, 9,4 тонны драгоценных металлов при выходе на проектную мощность в 2022 году). горнодобывающий центр на территории Курагинского района в зоне влияния проектируемой железной дороги Курагино-Кызыл.

Огромные запасы угля в Сибирском регионе определяют то, что прирост мощностей энергосистем России будет происходить в основном за счет строительства новых угольных энергоблоков и электростанций. Приоритетное участие Сибирского региона в развитии современной, экономически мощной и экологически безопасной теплоэнергетики России позволит эффективно сочетать, с учетом проведения разумной ценовой политики, интересы центра и региона.

В тоже время в последнее время в отрасли был накоплен большой положительный опыт работы бездеаэрационных схем. В настоящее время с бездеаэрационной схемой (разработка ВТИ и ЦКТИ) работают турбины К-300-

240 ЛМЗ на Кармановской ГРЭС, турбины К-300-240 ХТГЗ на Ладыжинской ГРЭС, турбины Т-250-240 УТМЗ на ТЭЦ-22 Мосэнерго, турбины К-800-240 ЛМЗ на Пермской ГРЭС.

Опыт этих станций показал, что бездеаэрационная схема имеет ряд преимуществ:

- отсутствует деаэратор с его большим баком-аккумулятором, что повышает безопасность персонала;
- тракт низкого давления со смесителем перед питательным насосом работает более устойчиво по сравнению с каскадным отводом горячих дренажей в деаэрактор, особенно на низких нагрузках;
- упрощается схема регенерации и снижаются ремонтные затраты;
- снижается расход энергии на собственные нужды;
- снижаются потери на дросселирование пара, связанные с поддержанием постоянного давления в деаэраторе;
- снижаются потери, связанные с выпаром из деаэратора;

Исходя из выше сказанного, можно считать тему дипломного проекта актуальной.

1 Экономическая часть

1.1 Экономическое обоснование выбора состава основного оборудования

Техническое решение по составу основного оборудования может приниматься в результате экономической оценки, исходя критерия макроэкономики, обеспечивающего взаимоувязку отраслевых интересов топливно-энергетического комплекса и народного хозяйства в целом. Данный подход реализуется посредством применения показателя приведенных затрат, который рассчитывается по каждому из конкурсных вариантов в соответствии с методическими рекомендациями, разработанными в СФУ.

При сравнении вариантов по минимуму приведенных затрат необходимо выполнение следующих условий:

1. Сравнимые варианты должны быть технически сопоставимы и взаимозаменяемы.
2. Варианты должны обеспечивать одинаковый энергетический эффект, т.е. они должны уравниваться по полезному отпуску энергии на основе использования системы замыкающих затрат и установок.
3. Все проектируемые мероприятия финансируются из одного источника.

Таблица 1.1 – Основные экономические показатели

Электрическая нагрузка, МВт	800
Топливо	Берёзовский 2Б
Место строительства	г. Шарыпово
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, кг/(кВт·ч)	0,320
Число часов использования номинальной установленной мощности ГРЭС, час/год	7200
Состав основного оборудования	Турбина К-800-240, прямоточный котёл П-67, производительностью 2650 т/час

1.2 Расчёт проектной себестоимости ГРЭС

1.2.1 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

В дипломном проекте необходимо рассчитать себестоимость электрической энергии на расширяемой части станции. В качестве основного оборудования используются: турбина К-800-240 и котельный агрегат производительностью 2650 тонн пара в час, работающий на твёрдом топливе.

Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупнённые статьи калькуляции, млн. руб./год:

$$U_{\Sigma} = U_{\text{т}} + U_{\text{зн}} + U_{\text{а}} + U_{\text{тр}} + U_{\text{пр}}, \quad (1.1)$$

где $U_{\text{т}}$ – затраты на топливо;
 $U_{\text{зн}}$ – расходы на оплату труда;
 $U_{\text{а}}$ – амортизация основных производственных средств;
 $U_{\text{тр}}$ – расходы на ремонт основных средств;
 $U_{\text{пр}}$ – прочие расходы.

1.2.2 Расчёт затрат на топливо

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, кВт ч, посчитан в технической части проекта и составляет по 0,320 кг.у.т./(кВт·ч) = 0,320 т.у.т./(МВт·ч).

Полный расход топлива на выработку электроэнергии, т.у.т./год,

$$B_{\text{общ}} = b_{\Sigma} \cdot W_{\text{г.выр}} \quad (1.2)$$

где $W_{\text{г.выр}}$ – годовая выработка энергии, МВт ч,

$$W_{\text{г.выр}} = N \cdot T_{\text{уст}} \cdot n \cdot 10^{-3} \quad (1.3)$$

где N – установленная мощность одного блока, кВт,
 n – количество блоков,
 $T_{\text{уст}}$ – число часов использования установленной мощности, ч.,

$$W_{\text{г.выр}} = 800000 \cdot 7200 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 5760000$$

$$B_{\text{общ}} = 0,320 \cdot 5760000 = 1843200$$

Затраты на топливо, млн. руб./год:

$$U_{\text{т}} = \text{Ц} \cdot B_{\text{общ}} \cdot 10^{-6}, \quad (1.4)$$

где Ц – цена условного топлива, руб./т у.т;

$$U_{\text{т}} = 1300 \cdot 1843200 \cdot 10^{-6} = 2396,16$$

1.2.3 Расходы на оплату труда

Для приближённых расчётов заработной платы по станции можно использовать формулу, млн. руб./год:

$$U_{\text{зп}} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot 10^{-6}, \quad (1.5)$$

где n_y – штатный коэффициент [1];
 $\Phi_{\text{зп}}$ – средняя зарплата одного работника за год, руб;

$$U_{\text{зп}} = 800 \cdot 0,14 \cdot 264000 \cdot 10^{-6} = 29,57$$

1.2.4 Амортизационные отчисления

Размер амортизационных отчислений, млн. руб./год:

$$U_a = K \cdot H_a, \quad (1.6)$$

где H_a – средняя норма амортизации станции в целом;
 K – капитальные вложения в ТЭС, млн. руб.:

$$K = (K' + K_{\text{бл}} \cdot (n_{\text{бл}} - 1)) \cdot d_i \cdot k_{\text{уд}}, \quad (1.7)$$

где K' и $K_{\text{бл}}$ – капитальные вложения, связанные с установкой одного блока головного и каждого последующего, млн. руб.;
 d_i – коэффициент, учитывающий район размещения;
 $k_{\text{уд}}$ – коэффициент удорожания в ценах текущего года.

$$K = (0 + 97,0 \cdot 1) \cdot 1,13 \cdot 169,75 = 18606,30$$

$$U_a = 18606,30 \cdot \frac{7,0}{100} = 1302,44$$

1.2.5 Расходы по ремонтному обслуживанию

Расходы по ремонту, млн. руб./год:

$$U_{\text{тр}} = K \cdot H_{\text{тр}}, \quad (1.8)$$

где $H_{\text{тр}}$ – норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных вложений в ТЭС.

$$U_{\text{тр}} = 18606,30 \cdot \frac{5,0}{100} = 930,32$$

1.2.6 Прочие расходы

К прочим расходам относятся:

- общецеховые и общестанционные расходы;
- расходы по охране труда и технике безопасности;
- налоги и сборы;

Их величина принимается 20 – 30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учётом страховых взносов во внебюджетные фонды, млн. руб./год:

$$U_{\text{пр}} = 0,2 \cdot (U_a + U_{\text{тр}} + U_{\text{зп}}) + \text{СТР}, \quad (1.9)$$

где СТР – страховые взносы во внебюджетные фонды, рассчитываемые по ставке 30% от расходов на оплату труда.

$$U_{\text{пр}} = 0,2 \cdot (1302,44 + 930,32 + 29,57) + 0,30 \cdot 29,57 = 461,34$$

Эксплуатационные расходы составят, млн. руб/год:

$$U_{\text{э}} = 2396,16 + 29,57 + 1302,44 + 930,32 + 461,34 = 5119,83$$

1.3 Расчёт себестоимости единицы электроэнергии

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч:

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = U_{\text{э}} / W_{\text{г.отп}}, \quad (1.10)$$

где $W_{\text{г.отп}}$ – годовая отпущенная электроэнергия, кВт ч,

$$W_{\text{г.отп}} = W_{\text{отп}} \cdot T_{\text{уст}} \cdot n \cdot 10^{-3} \quad (1.11)$$

где $W_{\text{отп}}$ – отпущенная мощность одного блока, кВт ч,

n – количество блоков,

$T_{\text{уст}}$ – число часов использования установленной мощности, ч.,

$$W_{\text{отп}} = W_{\text{э}} \cdot (1 - \alpha_{\text{сн1бл}})$$

где $\alpha_{\text{сн1бл}}$ – коэффициент использования электроэнергии на собственные нужды одного блока [1];

$$W_{\text{отп}} = 800000 \cdot (1 - 0,045) = 764000$$

$$W_{\text{г.отп}} = 764000 \cdot 7200 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 5500800$$

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = 5119,83 \cdot 10^6 / 5500800 \cdot 10^3 = 0,931$$

Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт ч:

$$U_{\text{выр}}^{\text{э}} = U_{\text{э}} / W_{\text{г.выр}}, \quad (1.13)$$

где $W_{\text{г.выр}}$ – годовая выработка электроэнергии по (1.3), МВт.

$$U_{\text{выр}}^{\text{э}} = 5119,83 \cdot 10^6 / 5760000 \cdot 10^3 = 0,889$$

1.4 Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Срок окупаемости – это период (измеряемый в месяцах, кварталах или годах), начиная с которого первоначальные затраты покрываются суммарными результатами. Другими словами, это интервал времени, в течение которого общий объём капитальных затрат остаётся большим суммы амортизационных отчислений и прироста прибыли предприятия.

Наиболее распространенным условием при выполнении работы является небольшой период существования первоначальных затрат. В этом случае допустимо считать осуществление инвестиций разовой суммой, тогда формула расчета чистого дисконтированного дохода имеет вид:

$$\text{ЧДД} = \left(\left[(T - U_{\text{отп}}^{\text{э}}) \cdot W_{\text{отп}} + U_{\text{а}} \right] \cdot \frac{1}{(1 + 0,1)^n} \right) - K, \quad (1.14)$$

где K – стоимость строительства станции, млн. руб.;

$U_{\text{отп}}^{\text{э}}$ – себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч.;

$W_{\text{отп}}$ – годовой отпуск энергии с шин станции, МВт;

n – текущий год;

T – тариф на отпущенный кВт ч с учётом планируемой рентабельности, руб./кВт ч.

Доход по электроэнергии на рынке складывается из двух составляющих. Это торговля на рынке электроэнергии, где доход идёт от проданной электроэнергии по цене на I полугодие по [3] 1,101руб./кВт ч и прибыль на рынке мощности, где доход идёт от существующей мощности по цене на I полугодие по [3] 130912 руб./МВт в месяц.

Прибыль на рынке электроэнергии, млн.руб./год

$$\Pi_{pэ} = \Pi_{pэ} \cdot W_{э.отп} \quad (1.15)$$

где $\Pi_{pэ}$ – цена электроэнергии на рынке, тыс.руб./МВт ч

$$\Pi_{pэ} = 1,101 \cdot 5500800 \cdot 10^{-3} = 6056,38$$

Прибыль на рынке мощности, млн.руб./год

$$\Pi_{pm} = \frac{\Pi_{pm} \cdot N_{уст} \cdot T_{уст}}{r} = \frac{130912 \cdot 800 \cdot 7200 \cdot 10^{-6}}{720} = 1047,29 \quad (1.16)$$

где r – количество часов в месяце, час,

Π_{pm} – цена электроэнергии на рынке мощности, руб./МВт месяц

$N_{уст}$ – установленная мощность станции, МВт;

$T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности, ч.

Общую прибыль на рынке мощности и электроэнергии, млн.руб./год,

$$\Pi_{э/э} = \Pi_{pэ} + \Pi_{pm} = 6056,38 + 1047,29 = 7103,67 \quad (1.17)$$

Доход от отпущенной электроэнергии, млн.руб./год,

$$D_{э/э} = \Pi_{э/э} - (U_{э} \cdot W_{э.отп}) = 7103,67 - (0,931 \cdot 5500800 \cdot 10^{-3}) = 1982,43 \quad (1.18)$$

Расчёт срока окупаемости станции с блоком К-800-240 сведём в таблицу

1.2

Таблица 1.2 – Срок окупаемости капитальных вложений при условии увеличения рентабельности производства электроэнергии, год

Показатели	Расчетный период										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Денежный поток по инвестиционной деятельности – кап. вложения (К)	-18606,30	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Денежный поток по основной деятельности:											
-амортизационные отчисления	–	1302,44	1302,44	1302,44	1302,44	1302,44	1302,44	1302,44	1302,44	1302,44	1302,44
-доход по отпущенной эл/энергии		1982,43	1982,43	1982,43	1982,43	1982,43	1982,43	1982,43	1982,43	1982,43	1982,43
Чистый денежный поток	-18606,30	3284,87	3284,87	3284,87	3284,87	3284,87	3284,87	3284,87	3284,87	3284,87	3284,87
Коэффициент дисконтирования $\frac{1}{(1+0,1)^n}$	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,620	0,564	0,513	0,466	0,424	0,385
Чистый дисконтированный доход	-18606,30	2985,95	2713,30	2466,94	2243,57	2039,90	1852,67	1685,14	1530,75	1392,78	1264,67
ЧДД нарастающим итогом	-18606,30	-15620,35	-12907,05	-10440,11	-8196,55	-6156,64	-4303,98	-2618,84	-1088,09	304,70	1569,37

Капитальные вложения в проект расширения Берёзовской ГРЭС блоком К-800-240 окупается на девятый год эксплуатации. ЧДД нарастающим итогом проекта составит 1569,37 млн. руб.

Учёт риска проекта проводится с использованием метода анализа чувствительности ЧДД проекта к изменению основных значимых факторов

(параметров) проекта – цены топлива и капитальных вложений. Результаты анализа чувствительности сведём в таблицы 1.3 и 1.4.

Таблица 1.3 – Анализ чувствительности в зависимости от цены топлива

Показатель	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Цена топлива	1105,00	1170,00	1235,00	1300,00	1365,00	1430,00	1495,00
Себестоимость электроэнергии	0,87	0,89	0,91	0,93	0,95	0,97	1,00
Доход	3645,70	3525,90	3406,09	3284,87	3166,47	3046,66	2926,86
ЧДД нарастающим итогом, млн. руб.	3785,59	3049,78	2313,90	1569,37	842,16	106,29	-629,53
ЧДД	1403,59	1357,47	1311,34	1264,67	1219,09	1172,96	1126,84
ΔЧДД	2216,22	1480,41	744,53	0,00	-744,53	-1480,41	-2216,22
ΔЧДД%	141,22	94,33	47,44	0,00	-47,44	-94,33	-141,22

Таблица 1.4 – Анализ чувствительности в зависимости величины капитальных вложений

Показатель	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Капитальные вложения	15815,36	16745,67	17675,99	18606,30	19536,62	20466,93	21397,25
Себестоимость электроэнергии	0,86	0,88	0,91	0,93	0,96	0,98	1,00
Доход	3492,82	3423,98	3355,13	3284,87	3217,45	3148,60	3079,76
ЧДД нарастающим итогом, млн. руб.	5637,55	4284,42	2931,22	1569,37	224,96	-1128,23	-2481,36
ЧДД	1344,74	1318,23	1291,73	1264,67	1238,72	1212,21	1185,71
ΔЧДД	4068,17	2715,04	1361,85	0,00	-1361,85	-2715,04	-4068,17
ΔЧДД%	259,22	173,00	86,78	0,00	-86,78	-173,00	-259,11

На рисунке 1.1 представлен график чувствительности в зависимости от цены топлива и величины капитальных вложений.

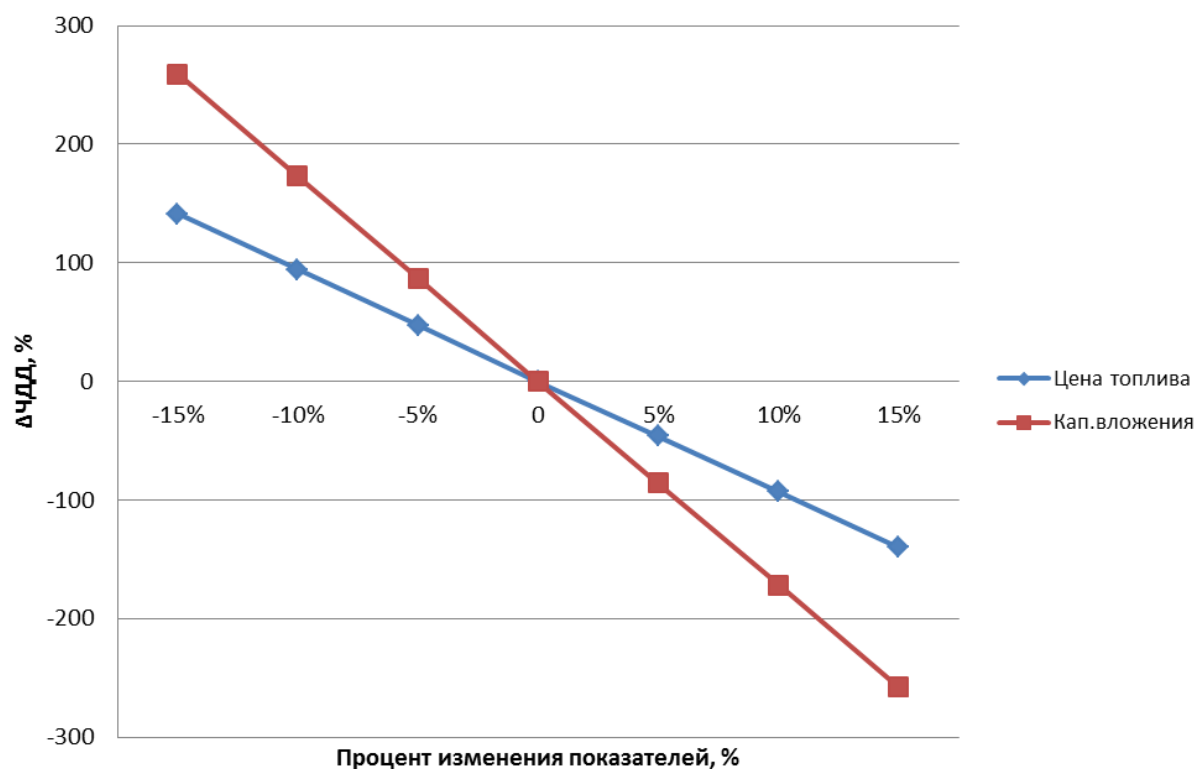


Рисунок 1.1 – График чувствительности

Таким образом, можно сделать вывод что, показатель ЧДД чрезвычайно чувствителен к изменению цены на топливо, и величины капитальных вложений, причём более чувствителен к изменению величины капитальных вложений. Риск проекта характеризуется как очень высокий.

2 Расчётная часть

2.1 Подготовка данных к расчёту

Принципиальная тепловая схема с турбиной К – 800 – 240 представлена на рисунке 2.1, из которого следует, что отпуск тепла осуществляется из двух теплофикационных регулируемых отборов. Отборный пар поступает на две сетевые подогревательные установки, включённые последовательно.

Система регенерации состоит из пяти подогревателей низкого давления (ПНД – 7 и ПНД – 8 – подогреватели смешивающего типа) и трёх подогревателей высокого давления. Слив конденсата из подогревателей высокого давления (ПВД) – каскадный в линию основного конденсата. Слив конденсата из ПНД – 4 каскадный в ПНД – 5 и далее в линию основного конденсата. Слив конденсата из ПНД – 6 в ПНД – 7. В схеме используется прямоточный котёл с промежуточным пароперегревателем. Пар из уплотнений поступает в сальниковый подогреватель – охладители уплотнений (ОУ), что способствует дополнительному обогреву основного конденсата.

По заводским данным для турбины К – 800 – 240[6].

Таблица 2.1 – Основные параметры К – 800 – 240

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Электрическая мощность номинальная, МВт	$W_{э}$	800
Начальное давление острого пара, МПа	P_0	23,54
Начальная температура острого пара, °С	t_0	540
Давление пара после пром. перегревателя, МПа	$P_{пп}$	3,53
Температура пара после пром.перегревателя, МПа	$t_{пп}$	540
Конечное давление, МПа	P_k	0,0035
Число отборов пара на регенерацию		8

Давление в отборах:

$$P_{от1} (\text{ПВД} - 1) = 6,06 \text{ МПа};$$

$$P_{от2} (\text{ПВД} - 2) = 3,77 \text{ МПа};$$

$$P_{от3} (\text{ПВД} - 3, \text{ турбопривод ПН}) = 1,63 \text{ МПа};$$

$$P_{от4} (\text{ПНД} - 4) = 1,069 \text{ МПа};$$

$$P_{от5} (\text{ПНД} - 5) = 0,578 \text{ МПа};$$

$$P_{от6} (\text{ПНД} - 6, \text{ верхний сетевой подогреватель}) = 0,28 \text{ МПа};$$

$$P_{от7} (\text{ПНД} - 7, \text{ нижний сетевой подогреватель}) = 0,113 \text{ МПа};$$

$$P_{от8} (\text{ПНД} - 8) = 0,021 \text{ МПа};$$

Расчетные значения внутреннего относительного КПД по отсекам:

$$\eta_{oi}^{цвд} = 88,2; \quad \eta_{oi}^{исд} = 84,2; \quad \eta_{oi}^{инд} = 89,2;$$

КПД дросселирования по отсекам:

$$\eta_{\text{др}}^{\text{ЦВД}} = 0,97; \quad \eta_{\text{др}}^{\text{ЦСД}} = 0,97; \quad \eta_{\text{др}}^{\text{ЦНД}} = 0,97;$$

Электромеханический КПД: $\eta_{\text{ЭМ}} = 0,96$

Потери давления пара в промперегреве $\Delta P_{\text{пп}} = 9,5\%$

Расход на собственные нужды машинного отделения $\alpha_{\text{СН}}^{\text{МЗ}} = 1,2\%$

Расход на собственные нужды в котельном отделении $\alpha_{\text{СН}}^{\text{КО}} = 1,2\%$

Внутростанционные потери конденсата $\alpha_{\text{УТ}} = 1,1\%$

Нагрев воды в ОУ – 1 и ОУ – 2 $\Delta t_{\text{оу1}} = \Delta t_{\text{оу2}} = 1^\circ\text{C}$

КПД теплообменников поверхностного типа $\eta_{\text{ТО}} = 0,98$

Недогрев воды в подогревателях высокого давления $\theta_{\text{пвд}} = 3^\circ\text{C}$

Недогрев воды в подогревателях низкого давления $\theta_{\text{пнд}} = 5^\circ\text{C}$

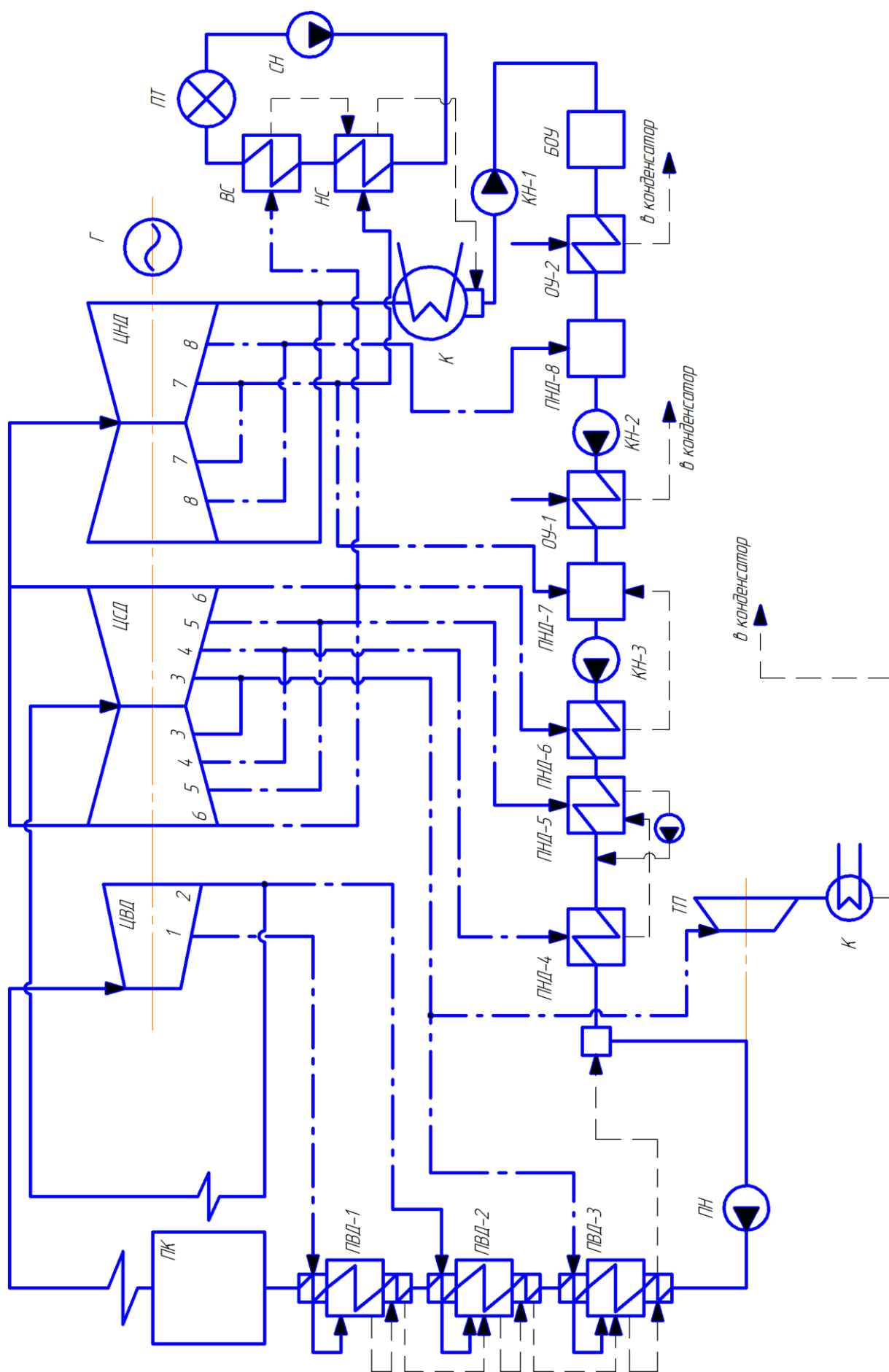


Рисунок 2.1 - Принципиальная тепловая схема блока К-800-240

Изм.	Лист	Подпись	Дата

ДП-14010165-ПЗ

Лист

17

2.2 Расчёт установки по подогреву сетевой воды

Небольшие сетевые подогревательные установки теплопроизводительностью не более 20 МВт имеются практически на всех конденсационных электростанциях для отопления жилых посёлков. Для подогрева воды здесь используется пар из нерегулируемых отборов (в данном случае 0,28МПа и 0,113МПа).

Расчётная схема подогрева сетевой воды представлена на рисунке 2.2.

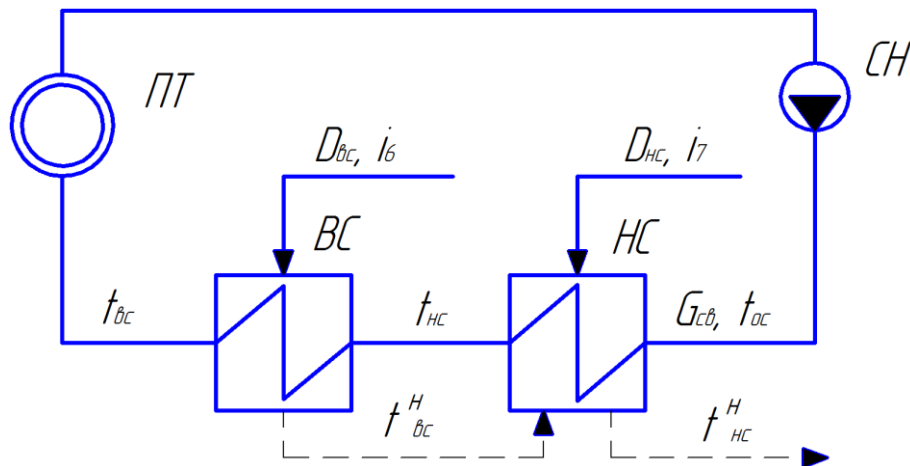


Рисунок 2.2 – Схема подогрева сетевой воды

Давления в сетевых подогревателях с учётом потерь давления в паропроводах ($\eta_{тр} = 95\%$), МПа,

$$P_{вс} = P_7 \cdot \eta_{тр} = 0,28 \cdot 0,95 = 0,266 \quad (2.1)$$

$$P_{нс} = P_6 \cdot \eta_{тр} = 0,113 \cdot 0,95 = 0,107 \quad (2.2)$$

Температуры насыщения при данном давлении[7], °С,

$$t_{вс}^H = 129,5$$

$$t_{нс}^H = 101,5$$

Энтальпии конденсата греющего пара при данном давлении[7], кДж/кг,

$$\bar{t}_{вс}^H = 544,1$$

$$\bar{t}_{нс}^H = 425,5$$

Температуры сетевой воды после подогревателей с учётом недогрева ($\theta = 5^\circ\text{C}$, [6]), °С,

$$t_{вс} = t_{вс}^H - \theta = 129,5 - 5 = 124,5 \quad (2.3)$$

$$t_{\text{HC}} = t_{\text{HC}}^{\text{н}} - \theta = 101,5 - 5 = 96,5 \quad (2.4)$$

Энтальпии сетевой воды после подогревателей, кДж/кг,

$$h_{\text{BC}} = t_{\text{BC}} \cdot C_{\text{B}} = 124,5 \cdot 4,186 = 521,2 \quad (2.5)$$

$$h_{\text{HC}} = t_{\text{HC}} \cdot C_{\text{B}} = 96,5 \cdot 4,186 = 403,9 \quad (2.6)$$

где $C_{\text{B}} = 4,186 \text{ кДж/(кг } ^\circ\text{C)}$ – теплоёмкость воды.

Температуру обратной сетевой воды перед нижним сетевым подогревателем принимаем 70°C , нагрузка сетевых подогревателей 20МВт (по заданию)

Расход сетевой воды, кг/с,

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}}{(t_{\text{вс}} - t_{\text{ос}})C_{\text{в}}} = \frac{20000}{(124,5 - 70) \cdot 4,186} = 87,67 \quad (2.7)$$

2.3 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме

Из характеристик турбины [6] имеем:

Начальные параметры пара перед стопорным клапаном:

Давление $P_0 = 23,54 \text{ МПа}$
Температура $t_0 = 540^\circ\text{C}$

Находим на $i - S$ диаграмме (рисунок 2.3) точку A'_0 . С учётом дросселирования пара в регулирующих клапанах органов ЦВД давление пара на входе в проточную часть, МПа, составляет:

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{\text{оп}}^{\text{ЦВД}} = 23,54 \cdot 0,97 = 22,83 \quad (2.8)$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P'_0 до давления P_1 , соответствующего давлению за ЦВД, изображается линией A'_0B_0 . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке В, кДж/кг, можно определить как,

$$i_{\text{B}} = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{B_0}) \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦВД}} = 3324,4 - (3324,4 - 2857) \cdot 0,882 = 2912,2 \quad (2.9)$$

где $i_{A_0} = 3324,4 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия острого пара,

$i_{B0} = 2857$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения;

$\eta_{0i}^{ЦВД} = 0,882$ – внутренний относительный КПД цилиндра высокого давления.

Точку С определим с учётом потери давления в промперегреве $\Delta P_{пп} = 9,5\%$ и потери от дросселирования пара в регулирующих органах ЦСД, МПа,

$$P_2 = P_1 \cdot \Delta P_{пп} \cdot \eta_{0p}^{ЦСД} = 3,77 \cdot (1 - 0,095) \cdot 0,97 = 3,31 \quad (2.10)$$

где $\eta_{0p}^{ЦСД} = 0,97$ – потери от дросселирования в цилиндре среднего давления.

Энтальпия в точке D, кДж/кг:

$$i_D = i_C - (i_C - i_{D0}) \cdot \eta_{0i}^{ЦСД} = 3544 - (3544 - 2845,5) \cdot 0,842 = 2955,9 \quad (2.11)$$

где $i_C = 3544$ кДж/кг – энтальпия пара за промежуточным перегревом,

$i_{D0} = 2845,5$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за ЦСД;

$\eta_{0i}^{ЦСД} = 0,842$ – внутренний относительный КПД цилиндра среднего давления.

Потери давления от дросселирования пара в цилиндре низкого давления, точка D', МПа,

$$P'_3 = P_3 \cdot \eta_{0p}^{ЦНД} = 0,28 \cdot 0,97 = 0,272 \quad (2.12)$$

где $\eta_{0p}^{ЦНД} = 0,97$ – потери от дросселирования в цилиндре низкого давления.

Энтальпия в точке E, кДж/кг:

$$i_E = i_{D'} - (i_{D'} - i_{E0}) \cdot \eta_{0i}^{ЦНД} = 2955,9 - (2955,9 - 2255,3) \cdot 0,892 = 2331 \quad (2.13)$$

где $i_{D'} = 2955,9$ кДж/кг – энтальпия пара перед цилиндром низкого давления,

$i_{E0} = 2255,3$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за ЦНД при давлении в конденсаторе $P_k = 0,0035$ МПа;

$\eta_{0i}^{ЦНД} = 0,892$ – внутренний относительный КПД цилиндра низкого давления.

Используя значения давления в отборах, находим на $i - S$ диаграмме энтальпию пара в отборах.

Расход пара на верхний сетевой подогреватель (из уравнения теплового баланса), кг/с

$$D_{вс} = \frac{G_{св} \cdot \Delta t_{вс} \cdot C_{св}}{(i_6 - \bar{i}_{вс}^n) \cdot \eta_n}, \quad (2.14)$$

где $\Delta t_{\text{вс}} = t_{\text{вс}} - t_{\text{нс}} = 124,5 - 96,5 = 28 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – разница температур «вход – выход» верхнего сетевого подогревателя

$$D_{\text{вс}} = \frac{87,67 \cdot 28 \cdot 4,186}{(2955,9 - 544,1) \cdot 0,98} = 4,35$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель (из уравнения теплового баланса), кг/с

$$D_{\text{нс}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot \Delta t_{\text{нс}} \cdot C_{\text{в}} - D_{\text{вс}} (\bar{i}_{\text{вс}}^{\text{н}} - \bar{i}_{\text{нс}}^{\text{н}}) \eta_{\text{н}}}{(i_7 - \bar{i}_{\text{нс}}^{\text{н}}) \cdot \eta_{\text{н}}}, \quad (2.15)$$

где $\Delta t_{\text{нс}} = t_{\text{нс}} - t_{\text{ос}} = 96,5 - 70 = 26,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – разница температур «вход – выход» нижнего сетевого подогревателя

$$D_{\text{нс}} = \frac{87,67 \cdot 26,5 \cdot 4,186 - 4,35 \cdot (544,1 - 425,5) \cdot 0,98}{(2788,8 - 425,5) \cdot 0,98} = 3,98$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт,

$$Q_{\text{вс}} = G_{\text{св}} \cdot (t_{\text{вс}} - t_{\text{нс}}) \cdot C_{\text{в}} = 87,67 \cdot (124,5 - 96,5) \cdot 4,186 = 10275,6 \quad (2.16)$$

Нагрузка нижнего сетевого подогревателя, кВт,

$$Q_{\text{нс}} = G_{\text{св}} \cdot (t_{\text{нс}} - t_{\text{ос}}) \cdot C_{\text{в}} = 87,67 \cdot (96,5 - 70) \cdot 4,186 = 9725,1 \quad (2.17)$$

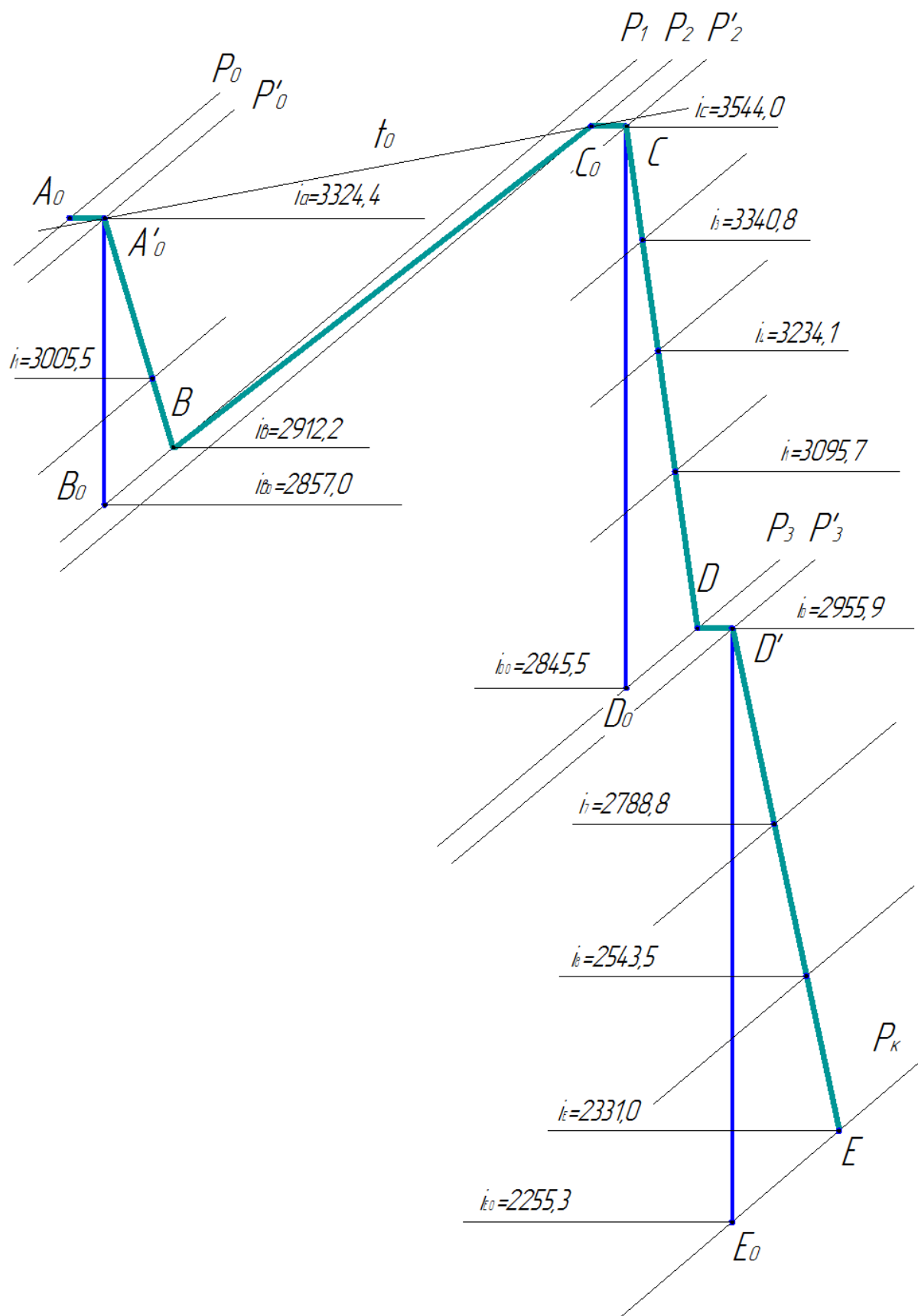


Рисунок 2.3 – Процесс расширения пара в турбине

Изм.	Лист			Подпись	Дата

ДП-14010165-ПЗ

Лист

22

2.4 Определение параметров по элементам схемы

Потерю давления в паропроводах на пути от отбора турбины до подогревателя принимаем 5%.

Давление пара у подогревателя ПВД-1 с учётом потерь в паропроводе, МПа,

$$P_{\text{ПВД1}} = P_{\text{от1}} \times 0,95 = 6,06 \times 0,95 = 5,757 \quad (2.18)$$

где $P_{\text{от1}} = 6,06$ МПа – давление в отборе.

Температура насыщения греющего пара за ПВД-1 [7], °С,

$$t_{\text{НАС}} = 272,9$$

Энтальпия конденсата греющего пара за ПВД-1 [7], кДж/кг,

$$\tilde{i}_{\text{к}} = 1199,9$$

Температура питательной воды за ПВД-1 с учётом недогрева, °С,

$$t_{\text{ПВ}} = t_{\text{НАС}} - \theta = 272,9 - 3 = 269,9 \quad (2.19)$$

Энтальпия питательной воды на выходе из ПВД-1, кДж/кг,

$$\tilde{i}_{\text{ПВ}} = t_{\text{ПВ}} \times C_{\text{в}} \quad (2.20)$$

где $C_{\text{в}}$ – теплоёмкость воды,

$$\tilde{i}_{\text{ПВ}} = 269,9 \times 4,186 = 1129,8$$

Энтальпия греющего пара из отбора [7], кДж/кг,

$$i_{\text{отб}} = 3005,5$$

Использованный теплоперепад в турбине, кДж/кг,

$$h = i_0 - i_{\text{отб}} = 3324,4 - 3005,5 = 318,9 \quad (2.21)$$

где $i_0 = 3324,4$ кДж/кг – начальная энтальпия пара.

Аналогично рассчитываем параметры по другим элементам схемы. Результаты расчёта сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры пара, основного конденсата и питательной воды по элементам схемы

Наименование величины	Размерност	Элементы схемы											
		ПВД-1	ПВД-2	ПВД-3	Турбопр	ПНД-4	ПНД-5	ПНД-6	ВС	ПНД-7	НС	ПНД-8	Конденс
Давление отборного пара	МПа	6,06	3,77	1,63	1,63	1,069	0,578	0,28	0,28	0,113	0,113	0,021	0,0035
Энтальпия пара	кДж/кг	3005,5	2912,1	3340,8	3340,8	3234,1	3095,7	2955,9	2955,9	2788,8	2788,8	2543,5	2331,0
Давление подогревателя	МПа	5,757	3,582	1,549	1,549	1,016	0,549	0,266	0,266	0,107	0,107	0,02	0,0035
Температура конденсата греющего пара	° C	272,9	243,9	199,8	37,6	180,6	155,4	129,5	129,5	101,5	101,5	60,1	26,7
Температура воды на выходе	° C	269,9	240,9	196,8	-----	175,6	150,4	124,5	124,5	101,5	96,5	60,1	26,7
Энтальпия воды на выходе	кДж/кг	1129,8	1008,4	823,8	-----	735,1	629,6	521,2	521,2	425,5	403,9	251,4	111,8
Энтальпия конденсата греющего пара	кДж/кг	1199,9	1056,2	851,6	157,6	765,7	655,6	544,1	544,1	425,5	425,5	251,4	111,8
Использованный теплоперепад потока пара	кДж/кг	318,9	412,3	615,5	615,5	722,2	860,6	1000,4	1000,4	1167,5	1167,5	1412,8	1625,4

2.5 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительных отборов: для верхнего теплофикационного отбора:

$$y_{\text{вс}} = \frac{i_{\text{вс}} - i_k}{i_0 - i_k + q_{\text{нн}}}, \quad (2.22)$$

где $q_{пп} = i_2' - i_2 = 3544 - 2912,1 = 631,9$ (кДж/кг) – теплота, сообщаемая пару в промежуточном пароперегревателе

$$y_{вс} = \frac{2955,9 - 2331}{3324,4 - 2331 + 631,9} = 0,3845$$

для нижнего теплофикационного отбора:

$$y_{нс} = \frac{i_{нс} - i_k}{i_0 - i_k + q_{пп}} = \frac{2788,8 - 2331}{3324,4 - 2331 + 631,9} = 0,2817 \quad (2.23)$$

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1,239$ расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_T = K_p \left(\frac{W_{\text{э}}}{H_i \cdot \eta_{\text{эм}}} + y_{вс} \cdot D_{вс} + y_{нс} \cdot D_{нс} \right) = \quad (2.24)$$

$$= 1,239 \left(\frac{800000}{1625,4 \cdot 0,96} + 0,3845 \cdot 4,35 + 0,2817 \cdot 3,98 \right) = 638,70$$

где $H_i = 1625,4$ кДж/кг – теплоперепад перерабатываемый турбиной, $\eta_{\text{эм}} = 0,96$ – электромеханический КПД.

2.6 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор принят 0,5% от расхода пара на турбину, кг/с,

$$D_{\text{эжс}} = 0,005 \cdot D_m = 0,005 \cdot 638,70 = 3,19 \quad (2.25)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot D_T = 0,01 \cdot 638,70 = 6,39 \quad (2.26)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{\text{ут}} = \frac{\alpha_{\text{ут}}}{100} \cdot D_T = \frac{1,1}{100} \cdot 638,70 = 7,03 \quad (2.27)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{\text{сн}} = \frac{\alpha_{\text{сн}}^{\text{мз}} + \alpha_{\text{сн}}^{\text{ко}}}{100} \cdot D_T = \frac{1,2 + 1,2}{100} \cdot 638,70 = 15,33 \quad (2.28)$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{\text{пе}} = D_{\text{т}} + D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}} = 638,70 + 3,19 + 6,39 + 7,03 + 15,33 = 670,64 \quad (2.29)$$

Т.к. котёл прямоточный, то потерь с продувочной водой нет и расход перегретого пара равен расходу питательной воды, $D_{пе} = D_{пв}$.

2.7 Расчёт тепловой схемы

2.7.1 Расчёт регенеративной схемы ПВД

Расчётная схема ПВД представлена на рисунке 2.4.

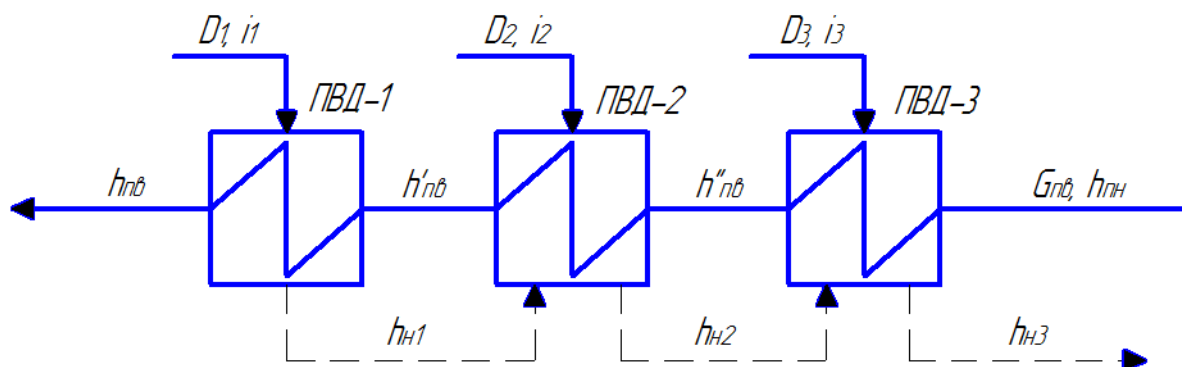


Рисунок 2.4 – Расчётная схема ПВД

Уравнение теплового баланса для ПВД-1:

$$\mathbf{D}_I(\mathbf{i}_I - \mathbf{h}_{H_I}) \cdot \boldsymbol{\eta} = \mathbf{G}_{\Pi_B}(\mathbf{h}_{\Pi_B} - \mathbf{h}'_{\Pi_B}) \quad (2.30)$$

Расход пара на ПВД-1, кг/с:

$$D_1 = \frac{G_{\text{IIB}} \cdot (h_{\text{IIB}} - h'_{\text{IIB}})}{(i_1 - h_{\text{u1}}) \cdot \eta} = \frac{670,64 \cdot (1129,8 - 1008,4)}{(3005,5 - 1199,9) \cdot 0,98} = 46,01$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-2:

$$(\mathbf{D}_2(\mathbf{i}_2 - \mathbf{h}_{\mathbf{H}_2}) + \mathbf{D}_1(\mathbf{h}_{\mathbf{H}_1} - \mathbf{h}_{\mathbf{H}_2})) \cdot \boldsymbol{\eta} = \mathbf{G}_{\Pi\mathbf{B}}(\mathbf{h}'_{\Pi\mathbf{B}} - \mathbf{h}''_{\Pi\mathbf{B}}) \quad (2.31)$$

Расход пара на ПВД-2, кг/с:

$$D_2 = \frac{G_{пв} (h'_{пв} - h''_{пв}) - D_1 (h_{н1} - h_{н2}) \cdot \eta}{(i_2 - h_{н2}) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{670,64 \cdot (1008,4 - 823,8) - 46,01(1199,9 - 1056,2) \cdot 0,98}{(2912,1 - 1056,2) \cdot 0,98} = 64,51$$

2.7.2 Расчёт турбопривода питательного насоса

Расход пара $D_{тп}$ на приводную турбину питательного насоса, кг/с, определяют из уравнения энергетического баланса:

$$D_{тп} = \frac{D_{нс} \cdot V_{ср} \cdot (P_{бн} - P_в)}{H_i^{тп} \cdot \eta_n \cdot \eta_m^{тп}}, \quad (2.32)$$

где $V_{ср} = 0,00111 \text{ м}^3/\text{кг}$ – средний удельный объём питательной воды,

$P_{бн} = 33 \text{ МПа}$ – давление воды за питательным насосом,

$P_в = P_д = 0,7 \text{ МПа}$ – давление воды перед питательным насосом,

$\eta_m^{тп} = 0,98$ – механический КПД приводной турбины,

$\eta_n = 0,78$ – КПД турбины для привода питательного насоса [1],

$H_i^{тп} = f(P_3; h_3; P_{кт})$ – теплоперепад пара в турбоприводе, кДж/кг, где $P_{кт} = 0,0065 \text{ МПа}$ – давление пара на выходе из приводной турбины.

$H_i^{тп} = f(1,549 \text{ МПа}; 3340,8 \text{ кДж/кг}; 0,0065 \text{ МПа}) = 1058,3$

$$D_{тп} = \frac{670,64 \cdot 0,00111 \cdot (33 - 0,7) \cdot 10^3}{1058,3 \cdot 0,78 \cdot 0,98} = 29,72$$

2.7.3 Расчёт регенеративной схемы ПНД

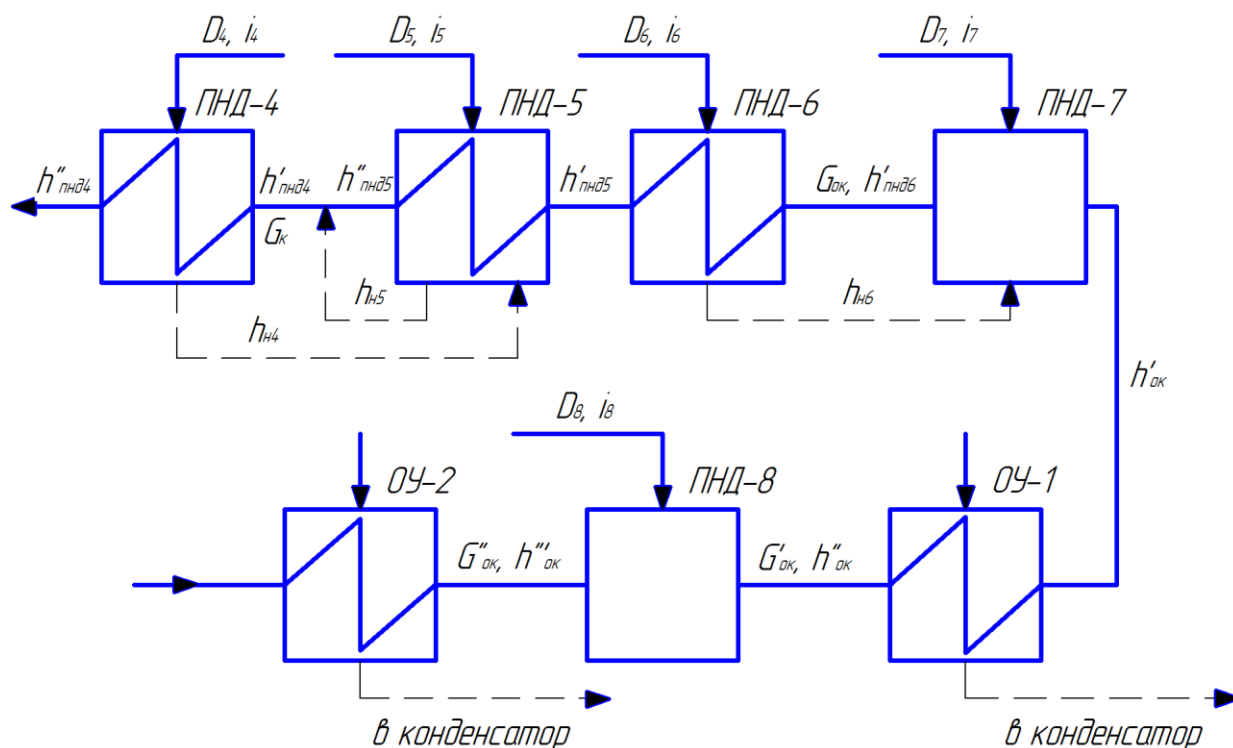


Рисунок 2.5 – Схема включения подогревателей низкого давления

Составляем систему уравнений для ПВД-3, питательного насоса, ПНД-4, ПНД-5 и двух точек смешения,

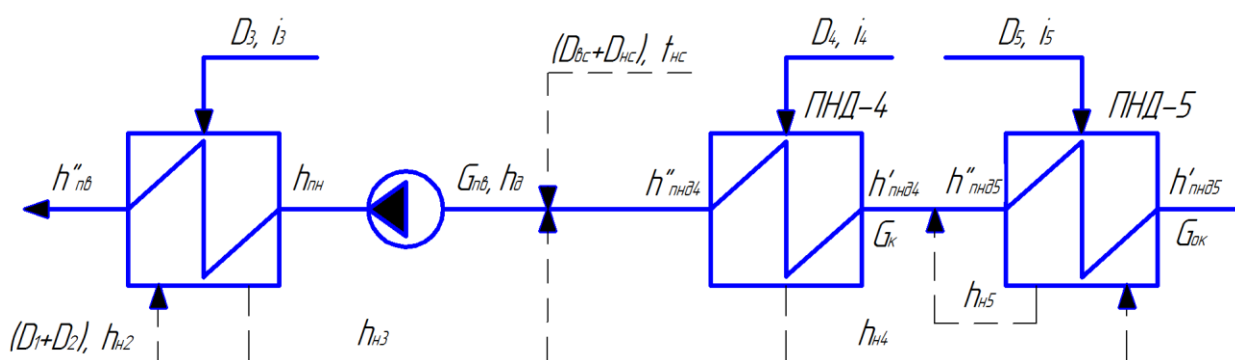


Рисунок 2.6 – Схема включения ПВД-3, питательного насоса, ПНД-4, ПНД-5 и двух точек смешения

$$\begin{aligned}
& (D_3(i_3 - h_{h3}) + (D_2 + D_1) \cdot (h_{h2} - h_{h3})) \cdot \eta = G_{пв} (h''_{пв} - h_{пн}) \\
& h_{пн} = h_d + \Delta h \\
& (D_1 + D_2 + D_3) + G_k + D_{6c} + D_{nc} = G_{пв} \\
& (D_1 + D_2 + D_3) h_{h3} + G_k h''_{пнд4} + (D_{6c} + D_{nc}) \cdot \bar{t}_{nc}'' = G_{пв} h_d \\
& D_4 (i_4 - h_{h4}) \eta_m = G_k (h''_{пнд4} - h'_{пнд4}) \\
& D_4 + D_5 + G_{ок} = G_k \\
& D_4 h_{h5} + D_5 h_{h5} + G_{ок} h''_{пнд5} = G_k h'_{пнд4} \\
& D_5 (i_5 - h_{h5}) \eta_m + D_4 (h_{h4} - h_{h5}) \eta_m = G_{ок} (h''_{пнд5} - h'_{пнд5})
\end{aligned} \tag{2.33}$$

где Δh – энтальпия нагрева воды в питательном насосе, кДж/кг,

$$\Delta h = \frac{\Delta P_{пн} \cdot V}{\eta_n} = \frac{(33 - 0,7) \cdot 10^3 \cdot 0,00111}{0,78} = 45,6 \tag{2.34}$$

где $\Delta P_{пн}$ – перепад давления питательной воды в питательном насосе, МПа;
 $V = 0,00111 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем питательной воды;
 $\eta_n = 0,78$ – КПД питательного насоса.

Подставляем известные величины в систему уравнений (2.33),

$$\begin{aligned}
2439,4D_3 + 22612,4 &= 552473,2 - 670,64h_{пн} \\
h_{пн} &= h_d + 45,6 \\
(110,52 + D_3) + G_k + 8,33 &= 670,64 \\
94118,8 + 851,6D_3 + 735,1G_k + 3544,4 &= 670,64h_d \\
2419,0D_4 &= 735,1G_k - G_k h'_{пнд4} \\
D_4 + D_5 + G_{ок} &= G_k \\
655,6D_4 + 655,6D_5 + 629,6G_{ок} &= G_k h'_{пнд4} \\
2391,3D_5 + 107,9D_4 &= 108,4G_{ок}
\end{aligned}$$

Решая систему уравнений получим,

$$\begin{aligned}
D_3 &= 3,56 \text{ кг/с}; \\
G_k &= 548,23 \text{ кг/с}; \\
D_4 &= 23,27 \text{ кг/с}; \\
D_5 &= 35,85 \text{ кг/с}; \\
G_{ок} &= 489,11 \text{ кг/с};
\end{aligned}$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-6:

$$D_6(i_6 - h_{н6}) \cdot \eta = G_{ок}(h'_{пнд5} - h'_{пнд6}) \quad (2.35)$$

Расход пара на ПНД-6, кг/с:

$$D_6 = \frac{G_{ок}(h'_{пнд5} - h'_{пнд6})}{(i_6 - h_{н6}) \cdot \eta} = \frac{489,11 \cdot (521,2 - 425,5)}{(2955,9 - 544,1) \cdot 0,98} = 19,80$$

Уравнение материального баланса ПНД-7:

$$D_6 + D_7 + G'_{ок} = G_{ок}, \quad (2.36)$$

Уравнение теплового баланса ПНД-7:

$$D_6 h_{н6} + D_7 i_7 + G'_{ок} h'_{ок} = G_{ок} h'_{пнд6}, \quad (2.37)$$

где $h'_{ок} = 255,6$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата перед ПНД-7 (температуру основного конденсата взяли на 1°C больше, т.к. произошёл нагрев в ОУ-1)

Сводим два вышестоящих уравнения в систему уравнений:

$$\begin{aligned} D_7 + G'_{ок} &= 469,31 \\ 2788,8 D_7 + 255,6 G'_{ок} &= 197343,1 \end{aligned}$$

Решая систему уравнений, получаем:

$$\begin{aligned} D_7 &= 30,55 \text{ кг/с} \\ G'_{ок} &= 438,76 \text{ кг/с} \end{aligned}$$

Уравнение материального баланса ПНД-8:

$$D_8 + G''_{ок} = G'_{ок}, \quad (2.38)$$

Уравнение теплового баланса ПНД-8:

$$D_8 i_8 + G''_{ок} h'''_{ок} = G'_{ок} h''_{ок}, \quad (2.39)$$

где $h'''_{ок} = 116$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата перед ПНД-8 (температуру основного конденсата взяли на 1°C больше, т.к. произошёл нагрев в ОУ-2)

Сводим два вышестоящих уравнения в систему уравнений:

$$D_8 + G''_{ок} = 438,76$$

$$2543,5D_8 + 116G''_{ок} = 110304,3$$

Решая систему уравнений, получаем:

$$D_8 = 24,47 \text{ кг/с}$$

$$G''_{ок} = 414,29 \text{ кг/с}$$

Расход пара через конденсатор равен, кг/с,

$$D_K = G''_{ок} - D_{тп} = 414,29 - 29,72 = 384,57 \quad (2.40)$$

Проверка баланса пара в турбине, кг/с,

$$D_T = D_K + D_8 + D_7 + D_6 + D_5 + D_4 + D_{тп} + D_3 + D_2 + D_1 + D_{нс} + D_{вс} = 380,57 + 24,47 + 30,55 + 19,80 + 35,85 + 23,27 + 29,72 + 3,56 + 64,51 + 46,01 + 3,98 + 4,35 = 670,64 \quad (2.41)$$

Что полностью совпадает с ранее найденным расходом (если учитывать расход пара на уплотнение)

Проверка мощности:

$$W_э = \left(\sum_{i=1}^n D_i^{отб} \cdot H_i^{отб} \right) \cdot \eta_{эм} \quad (2.42)$$

где $D_i^{отб}$ - расход пара в i-тый отбор, кг/с,

$H_i^{отб}$ - использованный теплорепад до i-того отбора, кДж/кг,

$$W_э = [46,01 \cdot 318,9 + 64,51 \cdot 412,3 + (3,56 + 29,72) \cdot 615,5 + 23,27 \cdot 722,2 + 35,85 \cdot 860,6 + (19,80 + 4,35) \cdot 1000,4 + (30,55 + 3,98) \cdot 1167,5 + 24,47 \cdot 1412,8 + 384,57 \cdot 1625,4] \cdot 0,96 = 800196$$

Погрешность расчёта составляет

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% \quad (2.43)$$

где W – фактическая мощность турбины, МВт

W_p – расчётная мощность турбины, МВт

$$\delta = \left| \frac{800 - 800,196}{800} \right| \cdot 100\% = 0,02\%$$

Погрешность меньше допустимой погрешности ($\delta_{\text{допустимая}} \leq 2\%$)

В ходе расчёта было произведено значительное количество уточняющих пересчётов путём уточнения коэффициента регенерации согласно ниже представленной формуле.

$$K'_p = K_p \frac{W}{W_p} \quad (2.44)$$

2.8 Расчёт технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку, кВт,

$$Q_{\text{ту}} = D_{\text{т}}(i_0 - h_{\text{пв}}) + D_{\text{пп}}(i''_{\text{пп}} - i'_{\text{пп}}) \quad (2.45)$$

где $D_{\text{пп}} = 560,12 \text{ кг/с}$ – доля пара идущего через промежуточный пароперегреватель.

$$Q_{\text{ту}} = 670,64(3324,4 - 1129,8) + 560,12(3544 - 2912,1) = 1825726$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт,

$$Q^{\text{т}}_{\text{ту}} = D_{\text{вс}}(i_{\text{вс}} - \bar{t}''_{\text{нс}}) + D_{\text{нс}}(i_{\text{нс}} - \bar{t}''_{\text{нс}}) = 4,35(2955,9 - 425,5) + 3,98(2788,8 - 425,5) = 20413 \quad (2.46)$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кВт,

$$Q_{\text{ту}}^{\text{э}} = Q_{\text{ту}} - Q^{\text{т}}_{\text{ту}} = 1825726 - 20413 = 1805313 \quad (2.47)$$

Тепловая нагрузка котла, кВт,

$$Q_{\text{пе}} = D_{\text{пе}}(i_{\text{пе}} - h_{\text{пв}}) + D_{\text{пп}}(i''_{\text{пп}} - i'_{\text{пп}}) \quad (2.48)$$

где $i_{\text{пе}}$ – энтальпия перегретого пара на выходе из котла, кДж/кг,
 $i_{\text{пе}} = f(p_{\text{пе}}; t_{\text{пе}}) = f(25 \text{ МПа}; 565^{\circ}\text{C}) = 3387,1$

$$Q_{\text{пе}} = 670,64(3387,1 - 1129,8) + 560,12(3544 - 2912,1) = 1867776$$

Полный расход топлива, кг/с,

$$B = \frac{Q_{ne}}{Q_p'' \cdot \eta_n}, \quad (2.49)$$

где $Q_p'' = 29310$ кДж/кг – низшая теплота условного топлива,
 η_n – КПД парогенератора,

$$B = \frac{1867776}{29310 \cdot 0,91} = 70,027$$

Найдём коэффициент ценности тепла для верхнего подогревателя,

$$\xi_{ec} = \frac{i_{ec} - i_k}{i_0 - i_k + \Delta i_{nn}} \left(1 + K \frac{i_0 + \Delta i_{nn} - i_{ec}}{i_0 + \Delta i_{nn} - i_k} \right), \quad (2.50)$$

где $K = 0,42$ – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбоагрегатом, принимаем по таблице 2.4. [6],

$\Delta i_{nn} = i''_{nn} - i'_{nn} = 3544 - 2912,1 = 631,9$ – разность энтальпий на входе и выходе из пром.перегревателя.

$$\xi_{ec} = \frac{2955,9 - 2331}{3324,4 - 2331 + 631,9} \left(1 + 0,42 \frac{3324,4 + 631,9 - 2955,9}{3324,4 + 631,9 - 2331} \right) = 0,4839$$

Для нижнего подогревателя:

$$\begin{aligned} \xi_{nc} &= \frac{i_{nc} - i_k}{i_0 - i_k + \Delta i_{nn}} \left(1 + K \frac{i_0 + \Delta i_{nn} - i_{nc}}{i_0 + \Delta i_{nn} - i_k} \right) = \\ \xi_{nc} &= \frac{2788,8 - 2331}{3324,4 - 2331 + 631,9} \left(1 + 0,42 \frac{3324,4 + 631,9 - 2788,8}{3324,4 + 631,9 - 2331} \right) = 0,3667 \end{aligned} \quad (2.51)$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счёт отборов пара, кВт,

$$\begin{aligned} \Delta Q_{отб} &= [Q_{ec} (1 - \xi_{ec}) + Q_{nc} (1 - \xi_{nc})] \frac{Q_{отб}^m}{Q_{м}^m} = \\ &= [11007(1 - 0,4839) + 9406(1 - 0,3667)] \cdot 1 = 11638 \end{aligned} \quad (2.52)$$

Находим коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии,

$$K_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{мы}}^{\text{э}} + \Delta Q_{\text{омб}}^{\text{э}} + Q_{\text{мы}}^{\text{сн}}}{Q_{\text{мы}}^{\text{э}} + \Delta Q_{\text{омб}}^{\text{э}} + Q_{\text{мы}}^{\text{сн}} + Q_{\text{ом}}}, \quad (2.53)$$

где $Q_{\text{мы}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot Q_{\text{мы}} = 0,05 \cdot 1825726 = 91286 \text{ кВт}$ – расход тепла на собственные нужды турбоагрегата.

$$K_{\text{э}} = \frac{1805313 + 11638 + 91286}{1805313 + 11638 + 91286 + 20000} = 0,9896$$

Принимая мощность собственных нужд блока 4,5% [2], отпущенная мощность составляет, кВт,

$$W_{\text{отп}} = W_{\text{э}} - e_{\text{сн}} W_{\text{э}} = 800000 - 0,045 \cdot 800000 = 764000 \quad (2.54)$$

Мощность собственных нужд, затраченных только на производство электроэнергии, кВт,

$$W_{\text{ээ}}^{\text{сн}} = e_{\text{ээ}}^{\text{сн}} W_{\text{э}} \quad (2.55)$$

где $e_{\text{ээ}}^{\text{сн}} = 0,025$ – доля электроэнергии затраченная на производство электроэнергии [6]

$$W_{\text{ээ}}^{\text{сн}} = 0,025 \cdot 800000 = 20000$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с,

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \frac{W_{\text{отп}}}{W_{\text{э}} - W_{\text{ээ}}^{\text{сн}}} = 70,027 \cdot 0,9896 \frac{764000}{800000 - 20000} = 67,877 \quad (2.56)$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с,

$$B_{\text{т}} = B - B_{\text{э}} = 70,027 - 67,877 = 2,150 \quad (2.57)$$

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч)

$$b_{\text{э}} = \frac{B_{\text{э}}}{W_{\text{отп}}} \cdot 3600 = \frac{67,877}{764000} \cdot 3600 = 0,320 \quad (2.58)$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж,

$$b_m = \frac{B_m}{Q_{om}} \cdot 10^6 = \frac{2,150}{20000} \cdot 10^6 = 107,50 \quad (2.59)$$

2.9 Основное оборудование

2.9.1 Описание турбины К-800-240-5

Проектируемая КЭС будет работать в энергосистеме, в базовом режиме. Исходя из этого и на основании заданных величин электрической и тепловой нагрузок наиболее целесообразным, будет вариант установки блока с турбиной К-800-240-5 и парогенератором П-67.

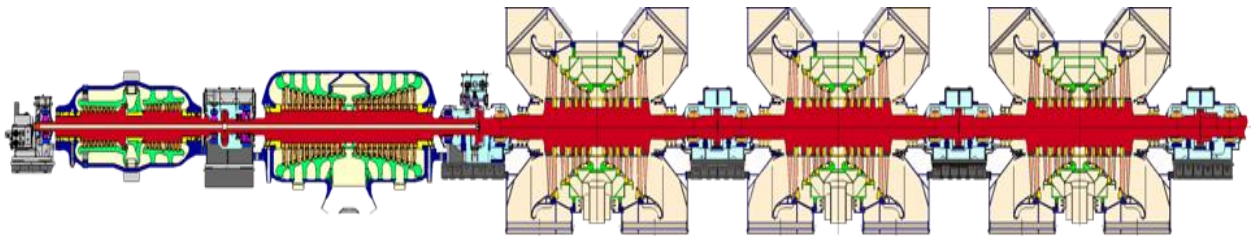


Рисунок 2.7 – Турбина К-800-240-5

Начальные параметры пара: $P_0 = 23,54$ МПа, $t_0 = 540$ °С, промпрегрев пара производится при $P_{пп} = 3,41$ МПа до $t_{пп} = 540$ °С. Расчетная величина конечного давления $P_k = 0,00343$ МПа при $t_{lv} = 12$ °С. Частота вращения турбины $n = 50$ Гц. Турбина состоит из пяти цилиндров: ЦВД, выполненный по петлевой схеме; ЦСД двухпоточный; и трех двухпоточных ЦНД. Парораспределение сопловое. Свежий пар подается к четырем параллельно включенным стопорным клапанам, расположенным по два с каждой стороны. К коробкам стопорного клапана приварены по две коробки регулирующих клапанов. От регулирующих клапанов по восьми трубам пар направляется к четырем паровпускным патрубкам, приваренным к наружному корпусу ЦВД и имеющим подвижное соединение с сопловыми камерами, вваренными во внутренний корпус ЦВД.

Роторы высокого и среднего давления турбины полностью цельнокованные; роторы ЦНД – с насадными дисками. Все соединительные муфты между роторами выполнены жесткими. Упорный подшипник располагается между ЦВД ЦСД. Система корпусов турбины имеет три мертвые точки: для ЦВД, ЦСД и первого ЦНД она находится на их передних

фундаментных рамах. В турбине применены сегментные опорные подшипники.

Основные технические характеристики турбины представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Основные технические характеристики турбины

Наименование	Величина
Номинальная мощность, МВт	800
Температура свежего пара перед стопорными клапанами, °С	540
Абсолютное давление свежего пара перед стопорными клапанами, МПа	23,54
Давление пара на выходе из ЦВД при номинальной мощности, МПа	3,77
Максимальное давление на выхлопе из ЦВД, МПа	3,85
Температура пара на выхлопе из ЦВД при номинальной мощности, °С	289
Абсолютное давление пара перед стопорными клапанами ЦСД, МПа	3,41
Максимальное давление пара перед стопорными клапанами ЦСД, МПа	3,66
Температура пара перед стопорными клапанами ЦСД, °С	540
Расчетное абсолютное давление в конденсаторе турбины, МПа при температуре охл. воды на входе в конденсатор 12 °С	0,00343
Количество нерегулируемых отборов, шт.	8
Парораспределение	Сопловое
Количество блоков распределения, шт.	2
Число регулирующих клапанов ЦВД, шт.	2×2
Число регулирующих клапанов ЦСД, шт.	4
Число цилиндров, шт.	5
Число ступеней ЦВД внутренний корпус, шт.	6
Число ступеней ЦВД наружный корпус, шт.	6
Число ступеней ЦСД внутреннего корпуса, шт.	3×2
Число ступеней ЦСД наружного корпуса, шт.	6×2
Число ступеней ЦНД, шт.	5×6
Число конденсаторов, шт.	2

Продолжение таблицы 2.3

Число выхлопов в конденсаторы, шт.	6
Длина лопатки последней ступени, мм	960
Ротор генератора (РГ)	715
РНД-1	3716
РНД-2	3716
Максимальное давление пара в камере регулирующей ступени, Мпа	18
Максимальный перепад на ЦНД, МПа	0,315

2.9.2 Описание котла Пп-2650-255

Котел Пп-2650-255 (П-67) имеет Т-образную компоновку, однокорпусный. Стены выполнены из цельносварных газоплотных панелей. Каркасы котла и здания совмещены, а все поверхности нагрева, кроме трубчатого воздухоподогревателя (ТВП), подвешены к каркасу. Была принята однокамерная призматическая топка высотой от середины холодной воронки до ширм 67 м, а до потолочных экранов – 83,5 м. Живое сечение квадратной топки $23,08 \times 23,08$ м, отметка верха каркаса 118 м. Тепловые напряжения в топке приняты не высокими: $q_v = 58,3$ кВт/м³, поперечного сечения топки $q_F = 3,86$ МВт/м². Размол угля осуществляется в МВ единичной производительности 70 т/ч по Березовскому углю, количество мельниц восемь, одна из них резервная. Топка имеет 32 тангенциальные горелки прямоточного вдувания, установленных в четыре яруса по высоте. Подсушка топлива осуществляется газами с температурой 680 °С [8]. От питательных насосов среда разделяется на два потока. Для увеличения массовых скоростей среды в нижней радиационной части (НРЧ) экранные поверхности разделены на два последовательных хода. В первый ход (НРЧ-1) идет 45,3 % расхода среды, остальные 54,7 % идут через байпас. Через НРЧ-2 идут все 100 % расхода среды[8].

Таким образом, как в первом, так и во втором ходе НРЧ 2 массовые скорости одинаковы и составляют 1650 кг/(м²·с). Для того, чтобы при низких нагрузках имелась возможность дополнительного увеличения массовых скоростей в НРЧ, используется линия естественной циркуляции среды.

Вторичный пар из ЦВД проходит вторичные перегреватели – конвективный и ширмовый и направляется в ЦСД.

Экономайзер котла изготовлен из углеродистых труб. Ширмы третьей ступени, выходной участок конвективного перегревателя высокого давления и ширмы промперегревателя выполнены из аустенитной стали 12Х18Н12Т, остальные поверхности – из перлитной стали 12Х1МФ[8].

Основные технические характеристики котла приведены в таблице 2.4

Таблица 2.4 - Основные технические характеристики котла

Наименование	Величина
Паропроизводительность по первичному пару, т/ч	2650
Давление воды на входе в водяной экономайзер (В.Э), МПа	31,5
Температура воды на входе в В.Э., °С	274
Давление пара на выходе из пароперегревателя тракта СКД, МПа	26
Давление пара в собирающем коллекторе в районе пускового впрыска № 1 тракта СКД, МПа	25,5
Расход пара промежуточного перегрева, т/ч	2186
Давление на входе в промперегреватель, МПа	3,8
Температура пара на входе в промперегреватель, °С	286
Давление пара на выходе из промперегревателя, МПа	3,75
Температура перегретого пара на выходе из промперегревателя, °С	545
Температура уходящих газов за ТВП, °С	166
Температура горячего воздуха за ТВП, °С	322
Коэффициент избытка воздуха в топке	1,2
Емкость пароводяного тракта до встроенной задвижки (ВЗ), м ³	400
Емкость пароводяного тракта после ВЗ, м ³	220
Емкость тракта промперегрева, м ³	700
Топливо – Березовские бурые угли с теплотворной способностью, кДж/кг	15707
Растопочное топливо– мазут с теплотворной способностью, кДж/кг	40743
Поверхности нагрева	
Нижняя радиационная часть (НРЧ 1), м ²	1380
НРЧ 2, м ²	3280
Верхняя радиационная часть (ВРЧ), м ²	1794
Фестоны боковых стен топки, м ²	1880

Продолжение таблицы 2.4

Потолочная радиационная часть, м ²	1245
Ширмовый пароперегреватель 1 ст., м ²	3150
Ширмовый пароперегреватель 2 ст., м ²	4160
Ширмовый пароперегреватель 3 ст., м ²	3850
Конвективный первичный пароперегреватель, м ²	7040
Ширмовый вторичный пароперегреватель, м ²	5630
Экраны горизонтального газохода, м ²	438
Водяной экономайзер, м ²	20000
Трубчатый воздухоподогреватель, м ²	152100
Экраны конвективной шахты:	
– в районе поворотной камеры, м ²	896
– в районе конвективного пароперегревателя (КПП), м ²	608
– в районе конвективного воздухоподогревателя (КВП), м ²	1792
– в районе водяного экономайзера (ВЭ), м ²	832
– перегородка, м ²	694,9
Подвесные трубы змеевиков:	
– в районе поворотной камеры, м ²	2070,4
– в районе КПП, м ²	684
– в районе КВП, м ²	2310,6

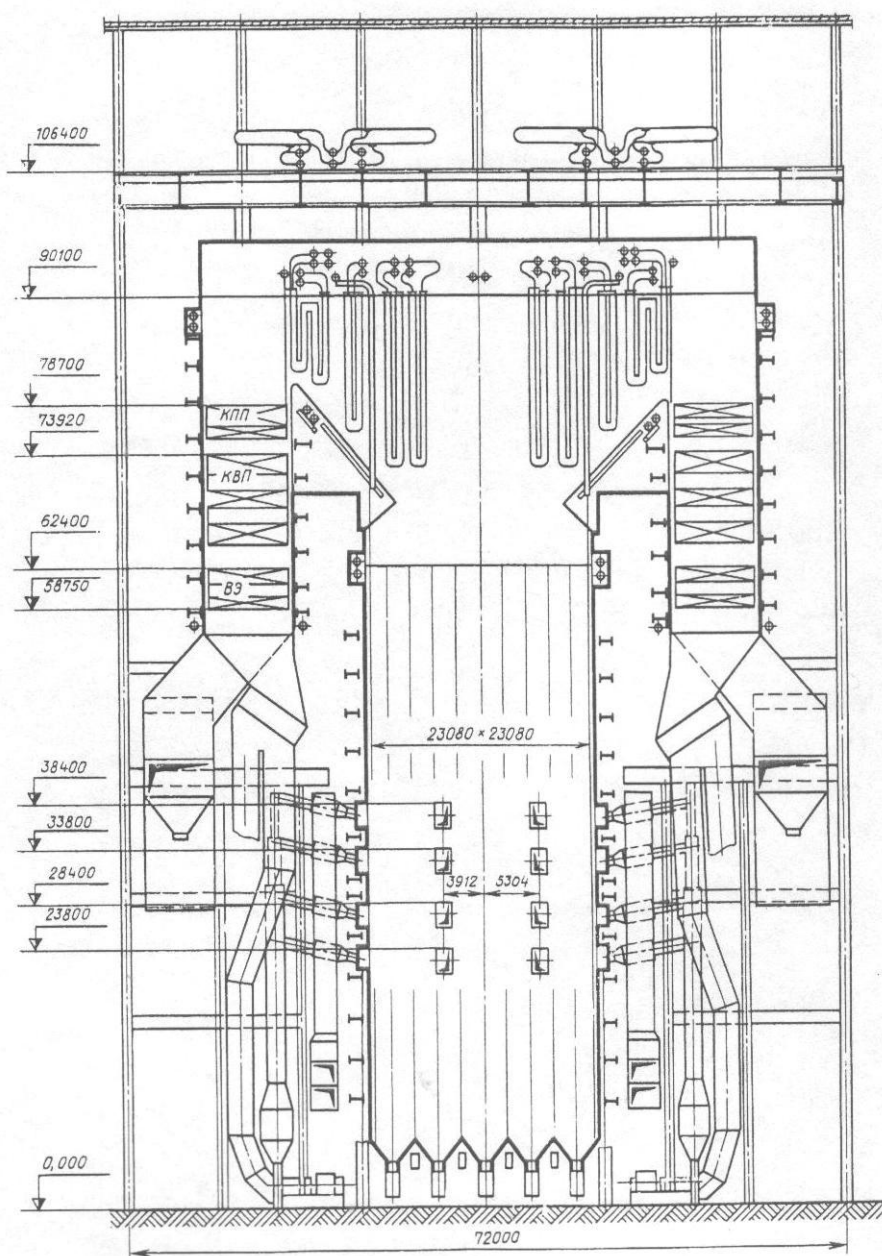


Рисунок 2.8 – Поперечный разрез котла П-67

2.10 Выбор вспомогательного оборудования в пределах ПТС

2.10.1 Выбор регенеративных подогревателей высокого давления

Регенеративные подогреватель высокого давления (ПВД) выбираем по заводским данным, так чтобы их характеристики удовлетворяли значениям, полученным в ходе расчета ПТС. Основными параметрами поверхностных подогревателей, определяющими пригодность их для данной турбины,

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165-ПЗ

Лист

40

служат: пропускная способность (кг/с); давление греющего пара (МПа); давление воды (МПа) и поверхность нагрева (м²).

Принимаем двухниточную схему подогрева питательной воды. Подогреватели устанавливаем без резерва, ремонт подогревателей производим одновременно с ремонтом турбины. При аварийном отключении группы ПВД предусмотрено ее байпасирование. Устанавливаются в турбинном цехе.

Технические характеристики ПВД представлены в таблице 2.5

Таблица 2.5 – Технические характеристики ПВД

Наименование	ПВД-3	ПВД-2	ПВД-1
Типоразмер	ПВ-1600-380-17	ПВ-2000-380-40	ПВ-1600-380-66
Завод изготовитель	ТКЗ(“Красный котельщик”)	ТКЗ(“Красный котельщик”)	ТКЗ(“Красный котельщик”)
Площадь поверхности теплообмена, м ²	1560	2135	1650
Зона охладителя пара, м ²	92	87	111
Зона охладителя конденсата, м ²	222	185	92,5
Рабочее давление в трубной системе, МПа	38	38	38
Рабочее давление в корпусе, МПа	1,7	4,0	6,6
Номинальный массовый расход воды, кг/с	386,1	386,1	386,1
Расчетный тепловой поток, кДж/кг	24,44	48,9	48,9
Максимальная температура, °С	441	290	350
Гидравлическое сопротивление воды, МПа	0,00024	0,00024	0,00024

Продолжение таблицы 2.5

Наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	32×5	32×5	32×5
Число плоскостей навивки одной трубы	1	1	1
Суммарное число витков труб одной плоскости навивки	9	10	9
Суммарное развернутая длина труб одной спирали	15,3	18,09	15,3
Суммарное поверхность спирали, м ²	1,54	1,81	1,54

2.10.2 Выбор регенеративных подогревателей низкого давления

Регенеративные подогреватель низкого давления (ПНД) выбираем по заводским данным, так чтобы их характеристики удовлетворяли значениям, полученным в ходе расчета ПТС. Основными параметрами поверхностных подогревателей, определяющими пригодность их для данной турбины, служат: пропускная способность (кг/с); давление греющего пара (МПа); давление воды (МПа) и поверхность нагрева (м²). Устанавливаются в турбинном цехе.

2.10.3 Подогреватели поверхностного типа

Технические характеристики ПНД поверхностного типа представлены в таблице 2.6

Таблица 2.6 –Технические характеристики ПНД поверхностного типа

Наименование	ПНД 5, 6
Типоразмер	ПН-1900-32-6-1(П)
Завод изготовитель	ТКЗ (Красный котельщик)
Поверхность теплообмена, м ²	1940
Номинальный массовый расход, кг/с	538,8
Температура воды, °С: на выходе на входе	128 97
Температура конденсата греющего пара на Выходе, °С	107
Температура пара на входе, °С	230
Рабочее давление: Воды в трубной системе, МПа Пара в корпусе, МПа	3,2 0,6
Пробное гидравлическое давление: Трубного пространства, МПа Парового пространства, МПа	0,42 0,95
Число ходов по воде	4
Трубка	НЖ 16×1
Гидравлическое сопротивление, МПа	0,00065

2.10.4 Подогреватели смешивающего типа

К подогревателям низкого давления смешивающего типа (ПНС), как и к любым подогревателям систем регенерации турбин, представляются следующие требования:

- обеспечение безопасности;
- максимальное использование тепла из отбора турбину;
- минимальная металлоемкость и себестоимость;
- компактность и удобство компоновки в системе регенерации турбины.

Обеспечение безопасности это прежде всего исключение попадания в турбину воды или пароводяной смеси из ПНС в любых эксплуатационных режимах.

Для этого необходимо исключить возможность переполнения ПНС, что достигается применением переливного или сбросного устройства.

При резком сбросе давление происходит вскипание находящейся в подогревателе нагретой воды с увеличением её объема. Количество такой воды в ПНС должно быть минимальным. Если по условиям работы системы необходимо в подогревателе определенного объема воды для обеспечения работы конденсационных насосов, то должны применяться меры, исключающие возможность её выброса в турбину с обратным потоком пара.

ПНС должен быть компактен, а расположение патрубков должно быть удобным для включения подогревателя в систему регенерации турбины.

Из способов раздачи воды в потоке пара наиболее простым в осуществлении является струйное дробление воды с помощью перфорированных лотков или тарелок. При такой раздаче практически отсутствует эрозийный износ отверстий, что обеспечивает долговечность работы подогревателя и постоянство характеристик.

Наиболее рационален ПНС с противоточным движением пара, когда поток пара поочередно омывает все каскады струй, начиная с нижнего.

Технические характеристики ПНД смешивающего типа представлены в таблице 2.7

Таблица 2.7 – Технические характеристики ПНД смешивающего типа

Наименование	ПНД-7	ПНД-8
Тип	ПНСВ 2000-2	ПНСВ 2000-1
Завод изготовитель	ТКЗ (Красный котельщик)	ТКЗ (Красный котельщик)
Номинальный расход конденсата, кг/с	527	500
Номинальная температура конденсата на входе, °С	60,7	25
Температура конденсата на выходе, °С	104,9	62,6
Номинальное давление, МПа	0,108	0,021
Пробное гидравлическое давление, МПа	0,2	0,2
Расход пара, кг/с	36,94	26,6
Гидрозатвор, м	5	5

2.10.5 Выбор сальникового подогревателя

Основное назначение сальникового подогревателя (ПС) – утилизация тепла пара, отводимого из камер концевых уплотнений турбины, уплотнений штоков клапанов, а также из ряда других точек тепловой схемы установки.

Устанавливаем один ПС на тепловую схему.

Технические характеристики ПС представлены в таблице 2.8

Таблица 2.8 – Технические характеристики ПС

Наименование	ПС
Типоразмер	ПС-220-1
Завод изготовитель	ТКЗ (Красный котельщик)
Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	1700
Рабочее давление воды, МПа	3,3
Поверхность нагрева, м ²	220
Пробное гидравлическое давление: в корпусе, МПа в трубной системе, МПа	0,2 4
Гидравлическое сопротивление, МПа	0,000025

2.10.6 Выбор сетевых подогревателей

Производительность сетевых подогревателей выбирается по величине максимальной тепловой нагрузки электростанции, $Q_{om}^{max} = 164 \text{ MWt}$. Установку сетевых подогревателей выполняют обычно индивидуально у каждой турбины. Резервные сетевые подогреватели не устанавливают.

Выбираем два подогревателя сетевой воды (ПСВ) и охладитель конденсата бойлеров (ОКБ). Устанавливаются в турбинном цехе.

Технические характеристики верхнего ПСВ представлены в таблице 2.9

Таблица 2.9 – Технические характеристики верхнего ПСВ

Наименование	ВПСВ
Типоразмер	ПСВ-500-3-23
Завод изготовитель	Саратовский ЗЭМ
Поверхность нагрева, м ²	500
Расход воды, кг/с	500

Продолжение таблицы 2.9

Температура воды на входе, °С	70
Температура воды на выходе, °С	150
Максимальная температура пара, °С	400
Гидравлическое сопротивление, МПа	0,00006
Давление в трубной системе, МПа	2,3
Давление в корпусе, МПа	1,4

Технические характеристики нижнего ПСВ представлены в таблице 2.10

Таблица 2.10 –Технические характеристики нижнего ПСВ

Наименование	НПСВ
Тип	ПСВ-315-3-23
Завод изготовитель	Саратовский ЗЭМ
Поверхность нагрева, м ²	315
Расход воды, кг/с	313,8
Температура воды на входе, °С	70
Температура воды на выходе, °С	150
Максимальная температура пара, °С	400
Гидравлическое сопротивление, МПа	0,000055
Давление в трубной системе, МПа	2,3
Давление в корпусе, МПа	0,3

2.10.7 Выбор конденсатора основной турбины

Технические характеристики конденсатора основной турбины представлены в таблице 2.11

Таблица 2.11 –Технические характеристики конденсатора основной турбины

Наименование	Конденсатор
Типоразмер	КЦС-800-5
Рабочее давление в паровой части: конденсатор № 1, МПа	0,00303
конденсатор №2, МПа	0,00388
Расход циркуляционной воды, м ³ /ч	73000
Температура циркуляционной воды на входе, °С	12

2.10.8 Выбор питательной установки

Производительность питательных насосов, их количество и тип привода выбирают с учетом тепловой схемы электростанции и типа установленных котлоагрегатов.

Выбираем питательный турбонасос (ТПН) в количестве двух штук на блок. Устанавливаются в турбинном цехе.

Технические характеристики питательного насоса (ПН) представлены в таблице 2.12

Таблица 2.12 –Технические характеристики ПН

Наименование	ПН
Типоразмер	ПН-1500-350ЛМПО
Производительность, м ³ /ч	1500
Напор, МПа	35
Наименование	ПН
Давление на всасе, МПа	2,2
Обороты номинальные, об/мин	4665
Мощность номинальная, кВт	16,25

В качестве привода питательного насоса используется турбина ОК-18 ПУ-800.

Технические характеристики турбины паровой приводная питательного насоса представлены таблице 2.13

Таблица 2.13 –Технические характеристики турбины паровой приводная питательного насоса

Наименование	Турбина
Типоразмер	ОК-18 ПУ-800
Количество	2
Номинальная мощность, МВт	17,15
Номинальные обороты, об/мин	4665
Расход пара на турбину, кг/с	41,28
Номинальные параметры пара:	
Давление, МПа	1,63
Температура, °С	440
Критическая частота, об/мин	3266

Продолжение таблицы 2.13

Число ступеней	8
Внутренний КПД турбины, %	81,5

Технические характеристики конденсатора приводной турбины питательного насоса представлены в таблице 2.14

Таблица 2.14 –Технические характеристики конденсатора приводной турбины питательного насоса

Наименование	Конденсатор
Типоразмер	КП-1200-2
Поверхность охлаждения, м ²	1200
Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	3000
Температура охлаждающей воды на входе в конденсатор, °С	15
Число ходов по воде	2

Для создания необходимого подпора и исключение явления кавитации перед ТПН устанавливается предвключенный бустерный насос.

Технические характеристики бустерного насоса (БН) представлены в таблице 2.15

Таблица 2.15 –Технические характеристики БН

Наименование	БН
Типоразмер	ПД-1600-180 ПУХЛИ
Производительность, м ³ /ч	1630
Напор, МПа	1,8
Мощность, кВт	885
Обороты, об/мин	1890

2.10.9 Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы выбираются по производительности в количестве трёх на турбину, два из которых в работе, один находится в резерве. На основании ПТС блока тракт основного конденсата имеет три ступени конденсатных насосов. В соответствии с расчётом ПТС по расходам основного конденсата на всас насосов произведём их выбор.

Технические характеристики КН-I представлены в таблице 2.16

Таблица 2.16 –Технические характеристики КН-I

Наименование	КН-I
Типоразмер	КСВ-1000-95
Производительность, м ³ /ч	1000
Напор, МПа	0,00095
Обороты, об/мин	1000
Тип двигателя	AB-400-1000-44

Технические характеристики КН-II представлены в таблице 2.17

Таблица 2.17 –Технические характеристики КН-II

Наименование	КН-II
Типоразмер	КСВ-1000-95
Производительность, м ³ /ч	1000
Напор, МПа	0,00095
Обороты, об/мин	1000
Тип двигателя	AB-400-1000-44

Технические характеристики КН-III представлены в таблице 2.18

Таблица 2.18 –Технические характеристики КН-III

Наименование	КН-III
Типоразмер	КСВ-1500-140
Производительность, м ³ /ч	1500
Напор, МПа	1,4
Обороты, об/мин	1480
Тип двигателя	ABK-1000-1500-44

2.10.10 Выбор циркуляционных насосов

Расход циркуляционной воды на одну турбину по заводским данным составляет 73000 м³/ч. Число турбин на станции – 8.

Давление нагнетания насоса с учетом сифона, кПа:

$$p_n = \Delta p_{ex} + \Delta p_k + \Delta p_{cn} + (H_n - H_c) \cdot g \rho \cdot 10^{-3} \quad (2.60)$$

где $\Delta p_{вх}, \Delta p_{сп}$ – сопротивление входного и сливного трактов, кПа, каждое из них не должно превышать $20 \div 25$ кПа;

$\Delta p_k = 40 \div 60$ – сопротивление конденсатора, кПа.

$H_n = 10 \div 15$ м – высота подъема воды насосом;

$H_c = 6,5 \div 8$ м – величина сифона;

$\rho = 1/\nu = 980$ кг/м³ – средняя плотность воды;

$g = 9,81$ м/с² – ускорение свободного падения.

$$p_n = 25 + 50 + 25 + (12 - 7) \cdot 9,81 \cdot 1000 \cdot 10^{-3} = 150$$

В соответствии с данными циркуляционной воды выбираем циркуляционный насос ОВ-2-185 в количестве двух штук. Устанавливаем ЦН на береговой насосной станции.

Технические характеристики циркуляционных насосов (ЦН) представлены в таблице 2.19

Таблица 2.19 – Технические характеристики ЦН

Наименование	ЦН
Типоразмер	ОВ-2-185
Угол разворота лопаток, град	6
Напор, МПа	0,116 ÷ 0,16
Минимальный подпор, м	4
Частота вращения, об/мин	245 ÷ 290
Диаметр рабочего колеса, мм	1850
Расход циркуляционной воды, м ³ /ч	3700
Вращение	ДВА-260/79-20-24УЗ
Мощность, кВт	1230/2020
Напряжение, В	6000

2.10.11 Выбор сетевых насосов

Выбор сетевого насоса производится по производительности и напору. Сетевые насосы устанавливаем в количестве двух насосов на турбину, рассчитывая их на 50%-ую производительность.[6]

Производительность сетевого насоса, т/ч

$$G = \frac{G_{св}}{2} = \frac{87,67 \cdot 3,6}{2} = 157,8 \quad (2.61)$$

Технические характеристики сетевых насосов (СН) представлены в таблице 2.20

Таблица 2.20 –Технические характеристики СН

Наименование	СН
Типоразмер	СЭ-2000-100
Производительность, м ³ /ч	2000
Напор, МПа	1,0
Допустимый кавитационный запас, м	5,5
Частота вращения, об/мин	3000
Мощность, кВт	640
КПД насоса, %	85

3 Общая часть

3.1 Генеральный план

Генеральный план - план размещения основного и вспомогательного оборудования (строений, цехов, сооружений) на площадке, отведённой для строительства электростанции, изображен на первом листе графической части.

Генеральный план включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения:

- главный корпус, состоит из машинного зала, изображенного на втором листе графической части, бункерно-деаэрационного отделения, котельного отделения. Расположение турбоагрегатов в машинном зале поперечное;

- объединено-вспомогательный корпус, двухэтажное здание, в котором располагаются центральные ремонтные мастерские, химводоочистка, лаборатория металлов, электролизерная, центральный материальный склад и другие службы;

- мазутонасосная;
- ЗРУ-110кВ;
- галерея конвейеров;
- разгрузочное устройство;
- узлы пересыпки;
- общестанционная компрессорная;
- промливневая насосная;
- пожаронасосная;
- хозфекальная насосная;
- автотранспортный цех;
- азото-кислородная станция;
- дымовые трубы;
- угольный склад;
- другие здания и сооружения.

3.2 Компоновка главного корпуса

Главным корпусом электростанции называют главное ее здание, в котором размещают основное и связанное с ним вспомогательное оборудование.

В главный корпус подается топливо, подлежащее использованию, вода для охлаждения отработавшего пара турбоагрегатов и для других целей. Из главного корпуса отводится охлаждающая вода после конденсаторов, дымовые газы котлоагрегатов, удаляется шлак и зола, выводится конечная продукция - электрическая энергия и тепловая энергия с паром и горячей водой.

Под компоновкой главного корпуса электростанции понимают взаимное размещение оборудования и строительных конструкций. При выборе

компоновки главного корпуса основным является принцип размещения оборудования в соответствии с последовательностью технологического процесса.

Компоновка главного корпуса обеспечивает:

- надежное и экономичное осуществление технологического процесса электростанции, всемерную механизацию и автоматизацию ее рабочих процессов, удобное обслуживание оборудования;
- экономичность сооружения, снижение затрат на строительные конструкции, материалы, линии коммуникаций, связывающие между собой элементы оборудования;
- специализацию методов и сокращение сроков сооружения и монтажа электростанции, ремонта ее оборудования;
- санитарно-гигиенические условия труда персонала электростанций и населения окружающего района;
- выполнение требований правил техники безопасности и противопожарной охраны.

В соответствии с установкой в главном корпусе основного энергетического оборудования - котлоагрегатов и турбоагрегатов - в состав главного корпуса входят два основных помещения (отделения) – котельное (котельный цех) и турбинное (машинный зал), соединенных между собой бункерно-деаэрационным отделением, в котором размещено различное вспомогательное оборудование. Промежуточное помещение (БДО) выполняют многоэтажным (в виде «этажерки»), наличие его способствует устойчивости строительных конструкций главного корпуса, включающих, колонны наружных (фасадных) стен машинного зала и котельного отделения.

Котельное и турбинное оборудование размещено в разных помещениях в связи с:

- необходимостью обеспечения повышенной чистоты помещения турбогенераторов, нуждающихся в особом наблюдении за состоянием зазоров и вращающихся узлов;
- из-за стремления разделить взрывоопасное оборудование;
- из-за разной высоты котельного и турбинного оборудования, разных их габаритов и веса основных частей, что приводит к применению неодинаковых грузоподъемных механизмов.

Компоновка главного корпуса расширяемой части ГРЭС соответствует временному торцу, поскольку габаритные размеры основного устанавливаемого оборудования аналогичны уже установленному оборудованию оборудования.

Разрез главного корпуса расширяемой части электростанции представлен на втором листе графической части.

3.3 Топливное хозяйство ГРЭС

В качестве топлива на ГРЭС по заданию используется Березовский Б2 бурый уголь со следующими характеристиками.

Таблица 3.1 – Характеристика Берёзовского угля

W ^p , %	A ^p , %	S ^p _{к+ор} , %	C ^p , %	H ^p , %	N ^p , %	O ^p , %	Q _н ^p , кДж/кг	V ^г , %
33,0	4,7	0,2	44,2	3,1	0,4	14,4	15660	48,0

Расчетный расход топлива на работу котла определяется из следующего соотношения, кг/с,

$$B_k = \frac{D_{не} \cdot (i_0 - \bar{t}_{не}) + D_{пп} \cdot (i''_{пп} - i'_{пп})}{Q_n^p \cdot \eta_{нз}^{бр}} \quad (3.18)$$

где $D_{не}$ – расход перегретого пара, кг/с;
 $D_{пп}$ – доля пара идущего через промежуточный пароперегреватель, кг/с;
 $i''_{пп}$ – энтальпия пара после промежуточного пароперегревателя, кДж/кг;
 $i'_{пп}$ – энтальпия пара до промежуточного пароперегревателя, кДж/кг;
 Q_n^p – низшая теплота сгорания Берёзовского угля, кДж/кг;
 $\eta_{нз}^{бр}$ – КПД брутто парогенератора.

$$B_k = \frac{670,64 \cdot (3324,4 - 1129,8) + 560,12 \cdot (3544,0 - 2912,2)}{15660 \cdot 0,91} = 128,11$$

Часовой расход топлива на ТЭС составит, кг/с

$$B_{общ} = n \cdot B_k \quad (3.19)$$

где B – количество котлоагрегатов, установленных на станции вместе с вновь монтируемым;

$$B_{общ} = 4 \cdot 128,11 = 512,44 = 1844,8 \text{ т/ч}$$

3.3.1 Приемные разгрузочные устройства

По примеру БГРЭС-1 применяем как способ доставки угля на станцию магистральные конвейеры первой и второй очереди. Одна очередь в работе, другая в резерве. Производительность каждой очереди 5000 т/ч. Ширина ленты 2 метра. Конвейеры находятся в полуоткрытой галерее, выполненной из профильных листов металла.[2]

3.3.3 Ленточные конвейеры

Топливо подается в котельную двумя параллельными линиями ленточных конвейеров, одна из которых рабочая, другая резервная.

Расчетная часовая производительность каждой нитки, т/ч:

$$B_{расч} = \frac{B_{сут}}{T} \quad (3.20)$$

где $T = 21$ ч – число часов работы топливо подачи.

$B_{сут}$ – суточный расход топлива, т/ч.

$$B_{расч} = \frac{1844,8 \cdot 24}{21} = 2108,3$$

Производительность ленточного конвейера приближенно определяется по формуле, т/ч:

$$B_{л} = b^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_a \quad (3.21)$$

где b – ширина ленты, м;

c – скорость ленты [10], м/с;

γ – насыпной вес топлива, т/м³, [10],

$K_a = 345$ – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса α топлива на ленте [6].

$$B_{л} = 2^2 \cdot 2,5 \cdot 0,76 \cdot 345 = 2622$$

Мощность на вал приводного барабана ленточного конвейера без сбрасывающего устройства определяются по формуле, кВт,

$$W_6 = \frac{K_1 \cdot Z \cdot c + 2 \cdot B_{л} \cdot Z + 37 \cdot B_{л} \cdot H}{1000 \cdot 1,36} \cdot K_z \quad (3.22)$$

где $Z = 50$ - длина конвейера между центрами приводного и концевых барабанов, м;

$H = 5$ - высота подъема по вертикали между центрами приводного и концевых барабанов, м;

$K_z = 1$ - коэффициент, зависящий от длины ленты [6];

$K_1 = 1200$ - коэффициент, зависящий от ширины ленты [6]

$$W_6 = \frac{1200 \cdot 50 \cdot 2,5 + 2 \cdot 2622 \cdot 50 + 37 \cdot 2622 \cdot 5}{1000 \cdot 1,36} \cdot 1 = 659,8$$

На конвейере имеется сбрасывающее устройство, мощность которого также нужно рассчитать. Мощность стационарного плужкового сбрасывателя, кВт,

$$W_{сб} = 0,0075 \cdot B_{л} \cdot b = 0,0075 \cdot 659,8 \cdot 2,0 = 9,9 \quad (3.23)$$

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции, кВт:

$$W_{эл} = \frac{K_z \cdot (W_{б} + W_{сб})}{\eta_{эд} \cdot \eta_p} \quad (3.24)$$

где $K_z = 1,25$ - коэффициент запаса [6];
 $\eta_{эд} = 0,95$ - КПД электродвигателя [6];
 $\eta_p = 0,96$ - КПД редуктора [6]

$$W_{эл} = \frac{1,25 \cdot (659,8 + 9,9)}{0,95 \cdot 0,96} = 917,9$$

3.3.4 Дробилки

Применяем на проектируемой станции двухступенчатое дробление. [10]

Первая ступень зубчатые дробилки типа ДДЗ – 500 – 6
 производительность – 300 т/ч;
 частота вращения – 235 об/мин;
 мощность электродвигателя – 34 кВт.
 диаметр ротора – 500 мм;
 длина ротора – 1200 мм;

Вторая ступень: Молотковые дробилки типа ДМН 21×18,5
 производительность – (500-600) т/ч;
 частота вращения – 490 об/мин;
 мощность электродвигателя – 900 кВт.
 диаметр ротора – 2100 мм;
 длина ротора – 1850 мм;

Емкость бункеров сырого угля, м³:

$$V_{б} = \frac{B_{ч}^{max} \cdot \tau}{\gamma \cdot K_z} \quad (3.25)$$

где $B_{ч}^{max}$ – расход топлива на один котёл, т/ч;

$\tau = 10$ – число часов работы котельного агрегата на топливе, запасенном в бункерах;

$K_z = 0,85$ – коэффициентом заполнения [6];

$\gamma = 0,8$ – насыпной вес угля [10].

$$V_o = \frac{1844,8 \cdot 10}{0,76 \cdot 0,85} = 28557$$

Для подачи угля из бункеров используем ленточные питатели сырого угля с шириной ленты 800мм, длиной 3,2м. Производительность при высоте слоя 0,2м – 270 м³/ч, требуемая мощность – 4,5кВт.

3.3.5 Топливные склады

Для обеспечения электростанции топливом создают его резервные запасы: оперативный резерв – в бункерах главного корпуса и в расходном складе, долговременный – на резервном складе.

Емкость склада угля рассчитываем на месячный запас при 20 часах работы в сутки всех котлов.

Площадь, непосредственно занятую штабелями, ориентировочно определяем по формуле, м²:

$$F = \frac{24 \cdot B_{\text{общ}} \cdot n}{h \cdot \gamma \cdot \varphi} \quad (3.26)$$

где n – число суток запаса топлива на складе;

h – высота штабеля, м;

$\varphi = 0,8 \div 0,9$ – коэффициент, учитывающий угол откоса (сползания) топлива в штабеле [10].

$$F = \frac{24 \cdot 1844,8 \cdot 30}{20 \cdot 0,76 \cdot 0,8} = 109236$$

3.4 Оборудование системы пылеприготовления

Важной характеристикой угля является размолоспособность, $K_{\text{ло}}$. Его вычисляют как отношение расхода энергии эталонного топлива $\mathcal{E}_{\text{эт}}$, кВт ч/т, к расходу энергии \mathcal{E} на помол данного топлива.

$$K_{\text{ло}} = \mathcal{E}_{\text{эт}} / \mathcal{E} \quad (3.27)$$

За эталонное топливо принимают антрацитовый штыб (АШ), для которого $K_{\text{ло}} = 1$. Практически $K_{\text{ло}}$ показывает, во сколько раз производительность мельницы при размоле данного угля отличается от производительности при размоле эталонного топлива.

3.4.1 Выбор типа мельниц

По рекомендациям [11] выбираем мельницу-вентилятор типа МВ, в которой размол угля происходит в результате ударного действия массивных лопаток.

3.4.2 Выбор схемы пылеприготовления

Согласно рекомендациям [11] выбираем замкнутую систему пылеприготовления с прямым вдуванием.

3.4.3 Выбор числа и производительности мельниц

Для данного типа котла выбираем количество мельниц $Z = 8$ [11].

Расчётная производительность одной мельницы B_p , т/ч, определяется по известному расходу топлива на котёл и принятому числу мельниц с учётом коэффициента запаса, K_z (при Z более четырёх $K_z = 1,1$ [11])

$$B_p = K_z B_k / Z = 1,1 \cdot 461,2 / 8 = 63,42 \quad (3.28)$$

По [10] определяем типоразмер и производительность мельницы B^x – МВ-3300/800/490, отнесённую к характерному виду топлива.

3.5 Водоснабжение

В технологическом процессе выработки тепла и электрической энергии вода является, во-первых, рабочим телом термодинамического цикла; во-вторых, она служит в качестве теплоносителя, при помощи которого огромные количества тепла перемещаются на станции от более нагретых тел к менее нагретым.

Воду расходуют также в больших количествах для хозяйственных и бытовых нужд. Расход воды зависит от типа электростанции, рода сжигаемого топлива, типа и мощности установленного оборудования, температуры воды, применяемой для охлаждения, степень совершенства эксплуатации станции.

В качестве источника циркуляционной воды принимаем оборотную схему с прудом – охладителем, так он характеризуется более низкой и устойчивой температурой воды, меньшими ее потерями и не большим расходом электроэнергии на циркуляционные насосы. Схема пруда охладителя представлена на рисунке 3.1.

Поверхность пруда охладителя выбирается из расчёта 7-10 м² на 1 кВт установленной мощности, м²,

$$S_{\text{п}} = 7 \cdot 3200000 = 22400000 \quad (3.29)$$

Расход охлаждающей воды на турбину – 73000 м³/ч;

Расход технической воды на маслоохладители – 1825 м³/ч;

Расход технической воды на охладитель газа и воздуха – 2920 м³/ч;

Расход технической воды на подшипники – 584 м³/ч;

Слив с подшипников в систему ГЗУ – 146 м³/ч;

Расход технической воды в систему ГЗУ – 156,366 м³/ч;

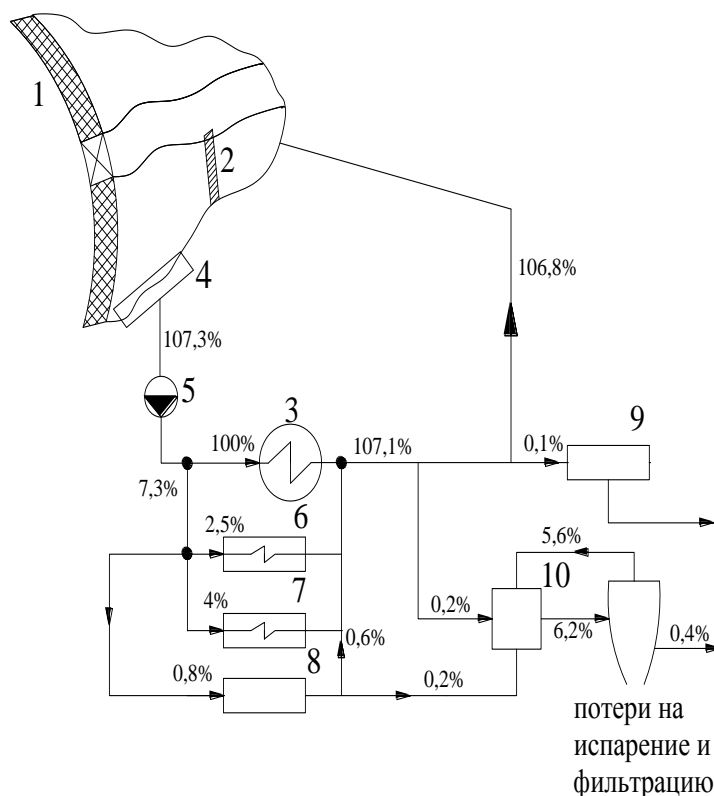
Расход технической воды на ХВО – 78,026 м³/ч;

Расход осветленной воды – 4088 м³/ч;

Расход технической воды, пошедшей на золоотвал – 4526 м³/ч;

Потери на испарение и фильтрацию – 292 м³/ч;

Расход технической воды, сбрасываемой в пруд охладитель – 77948,6 м³/ч



1- плотина; 2 – дамба; 3 – конденсатор; 4 – водоприемные колодцы; 5 - циркуляционные насосы; 6 – маслоохладитель; 7 – охладитель газа и воздуха; 8 - подшипники; 9 – водоподготовка рабочего тела; 10 – гидрозолоудаление.

Рисунок 3.1 – Схема циркуляционного охлаждения с прудом охладителем

3.6 Золошлакоудаление

Удаление шлака из-под топок устанавливаемых котлоагрегатов осуществляется непрерывно с помощью шнекового транспортера, передвигающегося в заполненной ванне. С транспортерами шлак сбрасывается на шлаковую дробилку, где дробится на куски не более 50 мм, затем поступает в смывной канал.

Для транспортирования золы и шлака за пределы станции применяются багерные насосы. Транспортирование шлака и золы осуществляется по общему трубопроводу.

Суммарное количество золы и шлака, удаляемое с электростанции, т/ч:

$$M_{\text{шл},з} = 0,01 \cdot B_{\text{общ}} \cdot (A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700}) \cdot (1 - a_{\text{ун}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{зу}}}{100}) \quad (3.30)$$

где $B_{\text{общ}}$ – суммарный расход общества, т/ч

A^p – зольность топлива, %;

$q_4 = 1,0$ % – потеря с механическим недожогом [8];

Q_n^p – низшая теплота сгорания Берёзовского угля, кДж/кг;

$a_{\text{ун}} = 0,95$ – доля золы уносимая газами [6];

$\eta_{\text{зу}}$ – КПД золоуловителя.

$$M_{\text{шл},з} = 0,01 \cdot 1844,8 \cdot (4,7 + 0,5 \cdot \frac{15660}{32700}) \cdot (1 - 0,95 \cdot \frac{100 - 99,6}{100}) = 90,8$$

Расход золы, т/ч,

$$M_{\text{зол}} = M_{\text{зол}}^{\text{вх}} - M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = 86,8 - 0,35 = 86,45 \quad (3.31)$$

Расход шлака, т/ч:

$$M_{\text{шл}} = M_{\text{шл},з} - M_{\text{зол}} = 90,8 - 86,45 = 4,35 \quad (3.32)$$

Расход воды, т/ч,

$$M_{\text{в}} = 12 \cdot M_{\text{шл}} \cdot M_{\text{зол}} = 12 \cdot 4,35 \cdot 86,45 = 4513 \quad (3.33)$$

Расчетный расход пульпы, м³/ч,

$$Q = \frac{M_{\text{шл}}}{\gamma_{\text{шл}}} + \frac{M_{\text{зол}}}{\gamma_{\text{зол}}} + \frac{M_{\text{в}}}{\gamma_{\text{в}}} \quad (3.34)$$

где $\gamma_{\text{шл}} = 0,5$; $\gamma_{\text{зол}} = 0,4$; $\gamma_{\text{в}} = 1,0$ – соответственно удельный вес шлака, золы и воды, т/м³[6].

$$Q = \frac{4,35}{0,5} + \frac{86,45}{0,4} + \frac{4513}{1} = 4737,8$$

Устанавливаем две багерных насосных (по одной на каждые два котла) с тремя насосами (один рабочий, один в ремонте, один резервный)

Минимальный диаметр шлакозолопровода, м:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot v}} \quad (3.35)$$

где $v = 1,7$ – расчетная скорость пульпы, м/с.

Q – расход пульпы на багерный насос.

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot (4737,8 / 2)}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,7}} = 0,702$$

По расчетному расходу пульпы устанавливаем две багерных насосных станции с четырьмя насосами в каждой. Выбираем багерный насос типа ГрТ 1250/71 с характеристиками[7]:

- Производительность – 1250 м³/ч;
- Напор – 71 м;
- Допустимый кавитационный запас, не более – 10 м;
- КПД, не менее – 67%;
- Диаметр рабочего колеса – 710мм
- Мощность насоса, не более – 420 кВт;
- Частота вращения ротора – 965 об/мин.

4 Охрана окружающей среды

4.1 Золоулавливание

В качестве золоуловителей устанавливаем двухъярусные горизонтальные четырехпольные электрофильтры типа ЭГД-2-128-9-6-4-200-5 с активным сечением $2\,936\text{ м}^2$ и активной высотой электродов каждого яруса 9 м. На каждом энергоблоке установлено по три фронтально расположенных электрофильтра Семибратовского завода с ожидаемым КДД, равным 99,6%.

Применение электрофильтров обусловлено их преимуществами по сравнению с другими типами установок очистки газов:

- высокая степень очистки - до 99,7% ,
- возможность очистки больших объемов газа, отходящих от мощных котлов,
- улавливание частиц любых размеров, включая и субмикронные при концентрации частиц в газе до 50 г/м^3 и выше,
- высокая степень автоматизации процесса очистки,
- наименьшее гидравлическое сопротивление,
- низкие эксплуатационные затраты.

Расход летучей золы на входе в фильтр определяется по формуле, кг/ч:

$$M_{\text{зол}}^{\text{ex}} = 0,01 \cdot B \cdot a_{\text{yn}} \cdot A^p + 0,01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700} \quad (4.1)$$

где $a_{\text{yn}} = 0,95$ – доля золы уносимая газами [8];

A^p – зольность топлива, %;

$q_4 = 0,5\%$ – потеря с механическим недожогом [8].

$B = 128,11 \cdot 3600 = 461200$ – расход сжигаемого топлива, кг/ч

$$M_{\text{зол}}^{\text{ex}} = 0,01 \cdot 461200 \cdot 0,95 \cdot 4,7 + 0,01 \cdot 461200 \cdot 0,5 \cdot \frac{15660}{32700} = 21697$$

Расход летучей золы в дымовую трубу, кг/ч:

$$M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = M_{\text{зол}}^{\text{ex}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{зy}}}{100} = 21697 \cdot \frac{100 - 99,6}{100} = 87 \quad (4.2)$$

где $\eta_{\text{зy}}$ – КПД золоуловителя.

Т.к. на электростанции будет четыре блока, то $M_{\text{з.общ}}^{\text{ex}} = 4 \cdot M_{\text{зол}}^{\text{ex}} = 4 \cdot 21697 = 86,8\text{ т/ч}$, $M_{\text{з.общ}}^{\text{вых}} = 4 \cdot M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = 4 \cdot 87 = 0,35\text{ т/ч}$

4.2 Расчёт выбросов и выбор дымовой трубы

Выбор высоты и количества дымовых труб производится таким образом, чтобы загрязнение приземного слоя воздуха выбросами из труб не превышало ПДК вредных примесей.

Выбросы золы, г/с:

$$M_{\text{зол}} = \frac{B_{\text{общ}} \cdot 10^3}{3600} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{\text{зп}}}{100}\right) \left[\left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \frac{A^p}{100} \cdot \alpha_{\text{зн}} + \frac{q_4}{100} \right] \quad (4.3)$$

$$M_{\text{зол}} = \frac{512,44 \cdot 10^3}{3600} \cdot \left(1 - \frac{99,6}{100}\right) \left[\left(1 - \frac{1,0}{100}\right) \cdot \frac{4,7}{100} \cdot 0,95 + \frac{0,5}{100} \right] = 0,28$$

Выбросы оксидов серы, г/с:

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot \frac{B_{\text{общ}} \cdot 10^3}{3600} \cdot S^p = 0,02 \cdot \frac{512,44 \cdot 10^3}{3600} \cdot 0,2 = 0,57 \quad (4.4)$$

Суммарные выбросы золы и сернистого газа, г/с,

$$M = M_{\text{зол}} + M_{\text{SO}_2} = 0,28 + 0,57 = 0,85 = 850 \text{ мг/с} \quad (4.5)$$

Предварительно, по количеству и паропроизводительности парогенераторов рассчитаем имеющуюся дымовую трубу высотой 370м с диаметром устья 9,6м [6].

Минимально допустимая высота дымовой трубы, м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m}{C_{\text{пд}}}} \times \sqrt[3]{\frac{n}{V \cdot \Delta t}} \quad (4.6)$$

где $A = 200$ – коэффициент, учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния (конвективной диффузии) примеси в воздухе [6];

$F = 2$ – коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений [6];

$m = 1$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скоростей выхода газов из устья трубы [6];

$n = 1$ – число труб;

$V = V_{\text{дс}} \cdot n = 1205 \cdot 4 = 4820 \text{ м}^3/\text{с}$ – суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из труб;

$\Delta t = 100 \text{ }^\circ\text{C}$ – разность температур, выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха;

$C_{\text{пд зо́лы}} = C_{\text{пдSO}_2} = 0,15 \text{ мг/м}^3$ – предельно допустимая концентрация в атмосферном воздухе на уровне земли зо́лы и сернистого газа;

Минимально допустимая высота дымовой трубы, м:

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 850 \cdot 2 \cdot 1}{0,15}} \times \sqrt[3]{\frac{1}{4820 \cdot 100}} = 170,0$$

Оставляем одну дымовую трубу $H = 370\text{м}$, с диаметром устья $9,6\text{м}$.

Эффективная высота выброса дымовых газов складывается из геометрической высоты трубы H и высоты подъёма факела дымовых газов, м:

$$H_{\text{эфф}} = H + \Delta H = H + 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot \omega_0}{v \cdot \varphi} \quad (4.7)$$

где $d_0 = 9,6\text{м}$ – диаметр устья трубы;

$\omega_0 = 35 \text{ м/с}$ – скорость газов в устье трубы [6];

$v = 4 \text{ м/с}$ – скорость ветра на высоте 10м над уровнем земли [6];

$\varphi = 1,75$ – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы [6];

$$H_{\text{эфф}} = 370 + 1,9 \cdot \frac{9,6 \cdot 35}{4 \cdot 1,75} = 532,4$$

5.1 Индивидуальное задание

5.1 Принцип действия флотационных установок

Флотация - метод отделения диспергированных и коллоидных примесей от воды, основанный на способности частиц прилипать к воздушным (газовым) пузырькам и переходить вместе с ними в пенный слой. Сущность этого процесса заключается в специфическом действии молекулярных сил, вызывающих слипание частиц примесей с пузырьками высокодиспергированного в воде газа (воздуха) и образованию на поверхности пенного слоя, содержащего извлеченные вещества. При сближении в воде газового пузырька с гидрофобной поверхностью частицы примеси разделяющий их тонкий слой становится неустойчивым и разрывается. Вследствие кратковременности контакта частицы и пузырька при их столкновении вероятность слияния определяется кинетикой образования краевого угла смачивания.

Очевидно, что для успеха протекания процесса масса флотируемых частиц не должна превышать силы их прилипания к газовым пузырькам и их подъемной силы. Оптимальная крупность извлекаемых примесей находится в пределах $10^{-5} \div 10^{-3}$ м, дисперсность пузырьков газа - $15 \cdot 10^{-6} \div 30 \cdot 10^{-6}$ м, а поверхностное напряжение воды не должно превышать 0,06-0,065 н/м. С понижением поверхностного натяжения эффект очистки воды флотацией повышается в отличие от отстаивания и фильтрования.

Интенсификация процесса флотации достигается гидрофобизацией поверхности извлекаемых примесей реагентами, которые, избирательно сорбируясь на поверхности частиц, понижают их смачиваемость, что улучшает процесс слипания дисперсий и коллоидов с пузырьками газа. В водоподготовке в качестве гидрофобизирующих реагентов применяют обычные коагулянты и флокулянты. После флотационной обработки осадок отработанных гидроксидов занимает значительно меньший объем и Влажность его ниже, чем осадка, образующегося в отстойниках.

Известно много способов насыщения воды пузырьками газа (воздуха), среди которых по размерам диспергирования газа следует указать следующие: флотация с выделением воздуха из воды - напорные, эрлифтные и вакуумные установки; флотация с механическим введением воздуха - безнапорные (пенные), импеллерные и пневматические аппараты; флотация с подачей воздуха через пористые материалы; электрофлотация.

В пневматических установках насыщение воды воздухом осуществляют воздухом, выделяющимся из нее в результате понижения давления, в механических - турбиной насосного типа. Пневматические установки могут быть напорными и вакуумными.

Обработку воды флотацией рекомендуется применять при ее мутности до 150 мг/л и цветности до 200 град. Это позволяет уменьшить объем водоочистных сооружений вследствие ускорения в $3 \div 5$ раз, процесса

выделения взвеси из воды, отказаться от микрофильтров, улучшить санитарное состояние очистных сооружений.

В последние годы в России и за рубежом для очистки поверхностных вод умеренной мутности с большим содержанием органических соединений или планктона применяют напорную флотацию, при которой выделение взвеси из воды производится с помощью пузырьков газа, получаемых из перенасыщенного водовоздушного раствора. Принцип этого метода заключается в том, что 8÷10% исходной воды, в которой под давлением 0,6÷0,8 МПа растворен воздух, распределяют в обрабатываемой воде, попадая в зону меньшего давления из насыщенной воздухом воды выделяются мельчайшие его пузырьки, необходимые для флотации легкой взвеси. Способ напорной флотации позволяет путем регулирования давления легко изменять количество растворенного воздуха и размер пузырьков, вводимых в обрабатываемую воду, в зависимости от состава взвеси в исходной воде. Флотация - это процесс, основанный на слиянии отдельных частиц примесей под действием молекулярных сил с пузырьками тонкодиспергированного в воде воздуха, всплывании образующихся при этом агрегатов и образовании на поверхности флотатора пены. Флотируемость частиц различной крупности зависит от размеров пузырьков воздуха, которые определяются поверхностным натяжением на границе вода - воздух. С понижением поверхностного натяжения эффективность очистки воды флотацией повышается в отличие от отстаивания и фильтрования. При предварительном коагулировании примесей воды эффект флотации повышается.

При напорной флотации время пребывания воды в напорном контактном резервуаре принимают до 2 мин, объем вводимого воздуха 0,9÷1,2%, от объема обрабатываемой воды. Объем флотатора рассчитывают на 20÷60-е минутное пребывание воды, удельную нагрузку принимают 6÷8 м³/(м²·ч). При пневматическом диспергировании принимают до 7,0 м³/(м²·ч).

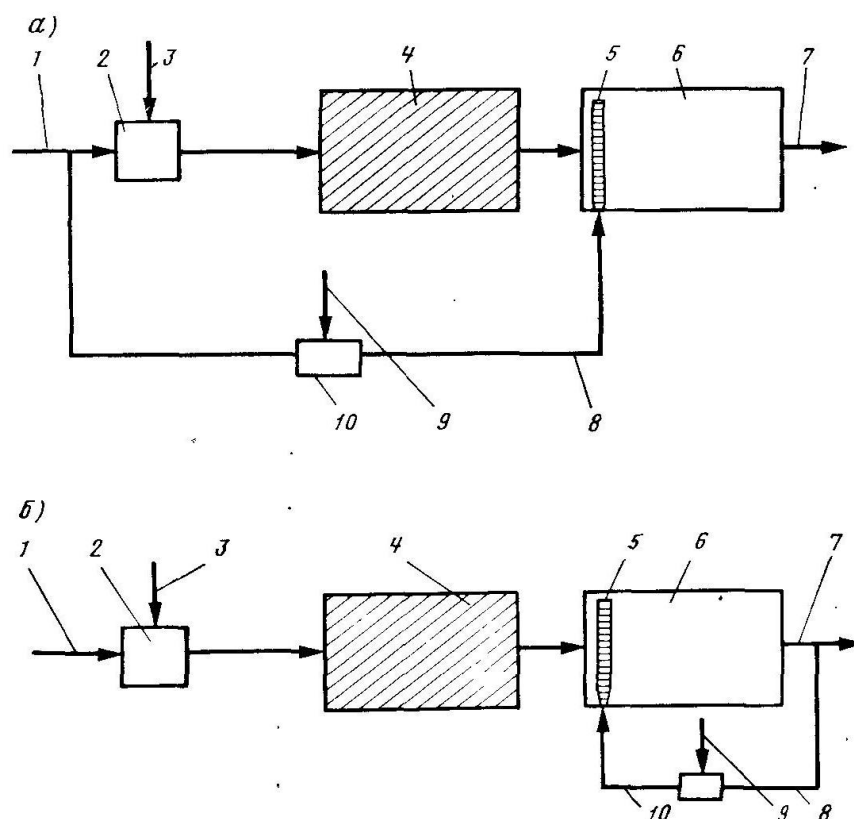
Вид содержащихся в воде загрязнений определяет характер флотационной обработки: одним воздухом или воздухом в сочетании с различными реагентами и прежде всего коагулянтами. Использование коагулянтов позволяет значительно повысить эффективность флотационной очистки и удалять загрязнения, находящиеся в воде в виде стойких эмульсий и взвесей, а также в коллоидном состоянии. В практике применяют две схемы флотационной очистки, показанные на рисунке 5.1. В первом случае (рисунок 5.1, а), для насыщения воздухом используют исходную неочищенную воду, а во втором (рисунок 5.1, б) - воду, прошедшую очистку.

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165-ПЗ

Лист

66



1,7 - подача исходной и отвод очищенной воды; 2 - смеситель; 3 - подача реагентов; 4 - камера хлопьеобразования; 5 - распределительное устройство; 6 - флотатор; 8 - подача водовоздушной смеси; 9 - ввод воздуха; 10 - бак для растворения воздуха в воде.

Рисунок 5.1 - Схемы напорной флотации при насыщении воздухом исходной (а) и очищенной (б) воды.

Недостатком первой схемы является то, что при использовании для насыщения воздухом неочищенной воды возможно засорение крупными примесями аппаратуры и распределительной системы. Во втором случае возможность засорения аппаратуры уменьшается, но необходимо увеличивать объем флотационной камеры на величину расхода воды, необходимого для приготовления водовоздушного раствора. Вторая схема, несмотря на некоторое удорожание, является более надежной.

При флотации в жидкости происходит ряд процессов: растворение и выделение воздуха, приклепление воздушных пузырьков к частицам взвеси и всплывание их на поверхность с образованием пены. Условия протекания этих процессов оказывают существенное влияние на эффект обработки воды. Важное значение имеют также условия и способы удаления пены.

В химической технологии для растворения газов в жидкостях широко используют емкостные аппараты, размеры которых зависят от продолжительности их контакта.

В условиях очистки природных вод (работа под давлением, наличие труднорастворимой смеси газов, большая производительность и др.) наиболее целесообразно применение насадочных абсорберов. Насадка подвешивается или опирается на решетку, в которой имеются отверстия для прохода газа и стока жидкости. Газ поступает в колонну снизу вверх противотоком по отношению к жидкости. Подаваемая на насадку жидкость равномерно распределяется по сечению аппарата с помощью распределительного устройства. Соприкосновение газа с жидкостью происходит в основном на смоченной поверхности насадки, по которой стекает орошающая жидкость. В качестве насадки применяют листовые, хордовые из досок, кольцевые керамические и кусковые материалы.

В напорных абсорберах применяют высокие давления, поэтому подачу воздуха в них осуществляют компрессорами. Следовательно, при подготовке водовоздушного раствора для флотационных установок очистки природных вод перспективным является применение абсорберов с насадкой и подачей воздуха в них компрессорами.

Простейшим устройством для выделения пузырьков воздуха из водовоздушного раствора является перфорированный трубопровод, который позволяет вводить водовоздушный раствор в обрабатываемую воду достаточно равномерно при большой ширине флотационной камеры.

Для создания условий успешного проведения флотационной обработки воды проводят коагулирование ее примесей, что приводит к образованию хлопьев, которые в зависимости от исходного состава природной воды могут иметь различную крупность. Оптимальный вариант, когда размеры хлопьев соизмеримы с размерами пузырьков воздуха, вводимых в обрабатываемую воду и устойчиво в ней существующих.

Флотацией можно извлекать из воды нефтепродукты, масла и другие эмульгированные жидкие вещества, радиоактивные соединения, ионы многих растворенных в воде веществ.

5.2 Конструкция флотаторов

В состав флотационных установок входят флотационные камеры, совмещенные с камерами хлопьеобразования, узлы подготовки и распределения водовоздушного раствора, устройства. Для удаления и отвода пены. Флотационные камеры-флотаторы могут быть разнообразных форм (круглые или прямоугольные в плане) и конструкций с горизонтальным и радиальным направлением движения воды.

Наиболее широко используют флотаторы с горизонтальным движением воды. Они могут иметь в плане квадратную и прямоугольную формы. Длина камеры назначается в пределах $3 \div 9$ м, ширина до 6 м, отношение ширины к длине - в пределах $2/3 \div 1/3$. Глубина слоя воды во флотаторе должна быть $1,5 \div 2,5$ м. Прямоугольные флотаторы чаще всего бывают вытянуты в плане по

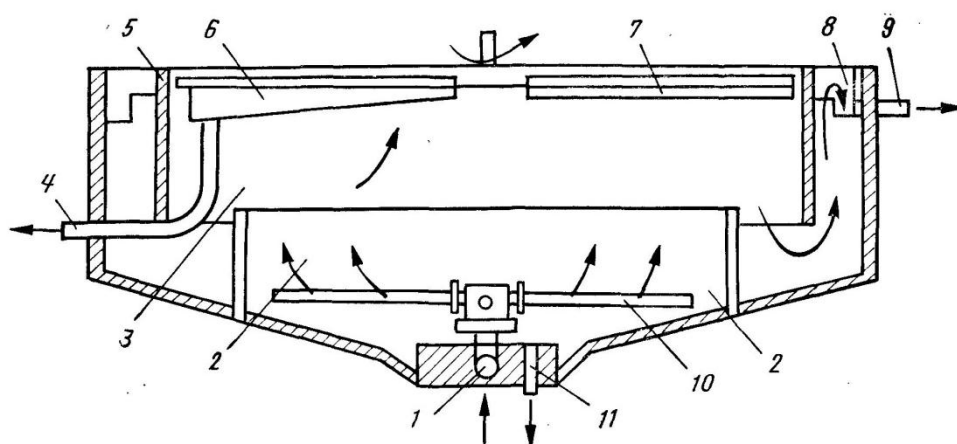
- Рисунок 5.2 - Флотатор с горизонтальным движением воды состыкованный с камерой хлопьеобразования зашламленного типа.

Скорость ввода обрабатываемой воды во флотатор не должна превышать скорости ее выхода из камеры хлопьеобразования, поэтому скорость движения обрабатываемой воды над струенаправляющей перегородкой назначают $0,016 \div 0,02$ м/с.

Равномерное распределение водовоздушной смеси в объеме обрабатываемой воды и формирование мелких воздушных пузырьков достигаются устройством перфорированного трубопровода и размещенного под ним на расстоянии $8 \div 10$ см кожуха из материала, стойкого к кислородной коррозии. Распределительную трубу располагают на расстоянии $0,25 \div 0,35$ м от дна во входной части флотатора в отсеке, образованном торцевой стенкой аппарата и струенаправляющей перегородкой. Скорость выхода водовоздушной смеси из отверстий распределителя принимают $20 \div 25$ м/с, диаметр отверстий $5 \div 8$ мм. Отверстия следует располагать равномерно по нижней образующей трубы линейно.

Отвод осветленной воды из флотатора должен производиться равномерно из нижней части камеры с помощью подвесной стенки, направляющей поток к отводу воды из аппарата, либо с помощью отводящей системы из перфорированных труб. Скорость движения воды под подвесной стенкой или в отверстиях водосборной системы принимают $0,9 \div 1,2$ м/с.

Время флотационного осветления воды для флотатора с радиальным движением воды, изображенного на рисунке 5.3, составляет $10 \div 12$ мин. Для насыщения воды воздухом используют 10% воды, прошедшей очистку. Расход воздуха составляет $0,6 \div 0,75\%$ от расхода воды.

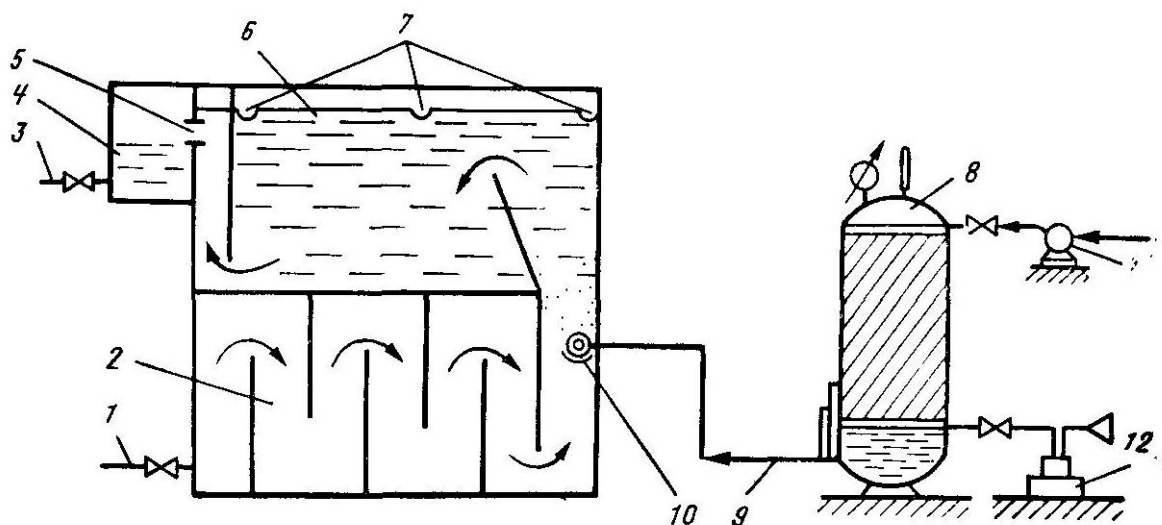


1,9 - подача исходной и отвод осветленной воды; 2 - камера хлопьеобразования; 3 - флотационная камера; 7 - скребковое устройство для удаления пены; 6 - лоток для сбора пены; 4 - удаление пены; 5 - кольцевая перегородка; 8 - кольцевой водосборный лоток; 10 - вращающийся водораспределитель; 11 - отвод осадка

Рисунок 5.3 - Флотатор с радиальным движением воды

Во флотаторах круглой формы узел сбора и удаления пены проще, однако, системы для распределения водовоздушного раствора и обрабатываемой воды сложнее. При строительстве новых очистных сооружений предпочтение следует отдавать флотаторам с горизонтальным движением воды прямоугольной формы в плане, совмещенным с камерами

хлопьеобразования (рисунок 5.4), с целью предотвращения разрушения хлопьев, сформированных в процессе коагуляции взвеси в воде.



1,3 - подача исходной и отвод обработанной воды; 2 - камера хлопьеобразования; 4 - сборный карман; 5 - окна для отвода обработанной воды; 6,7 - лотки для сбора и отвода пены; 8 - напорный резервуар; 9 - подача водовоздушной смеси; 10 - отражатель; 11 - насос; 12 - компрессор

Рисунок 5.4 - Флотатор совмещенный с перегородчатой камерой хлопьеобразования.

Образование флотационной пены на поверхности воды и способы ее удаления. Пена образуется на поверхности воды в результате всплывания пузырьков воздуха, несущих на себе удаляемые из воды примеси. При флотации природных вод образующаяся пена должна быть достаточно прочной и не допускать обратного попадания загрязнений в воду. Кроме того, пена должна обладать определенной подвижностью при перемещении ее к сбросным устройствам. Устойчивость и подвижность пены зависит от свойств и количества реагентов и загрязнений, вносимых в пенный слой. Стабилизации пены способствует наличие в воде хлопьев коагулянта, мелких частиц взвеси и поверхностно-активных веществ.

При флотационной обработке природных вод образуются пленочно-структурные пены, которые содержат большое количество воды, особенно в нижних слоях. Это связано с тем, что в пенном слое проходят процессы флокуляции пузырьков и загрязнений. При этом образуются крупные агрегаты, которые объединяются между собой, а находящаяся между ними вода стекает вниз, уменьшая тем самым влажность пены. С точки зрения возможности гидравлической транспортировки пены на дальнейшую обработку влажность ее рекомендуется принимать не менее 94%.

Удаление пены из флотатора производят либо кратковременным подъемом уровня воды с отводом ее через подвесные лотки, расположенные

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165-ПЗ

Лист

71

равномерно по площади камеры, либо с помощью скребковых механизмов, перемещающих пену к сборным лоткам. Потери воды при сбросе пены подъемом уровня воды принимают $1 \div 1,5\%$ от расхода обрабатываемой воды. При удалении пены скребковыми механизмами скорость движения скребков в прямоугольных камерах принимают до $0,02$ м/с, в круглых — окружную скорость $0,015 \div 0,02$ м/с, при частоте вращения $6 \div 10$ с⁻¹. Днища лотков выполняют с уклоном $0,025$ в сторону отвода пены. Верхние кромки лотков располагают на одной общей отметке на $10 \div 15$ мм выше уровня воды во флотаторе.

В зарубежной практике наибольшее распространение получили скребки-транспортеры, которые применяют для удаления очень вязких пен. Во флотаторах, имеющих в плане круглую форму, применяют вращающиеся скребки (рисунок 3.3). На установках флотационного осветления используют даже лопастные пеносъемники, которые устанавливают у сливной кромки пеносборного желоба. Кроме того, применяют отдельные скребки, установленные горизонтально во флотационной камере на подвижных тележках. При перемещении тележки по ходу движения воды скребок удаляет пену, при обратном ходе тележки скребок поднимается над поверхностью воды.

В установках электрофлотации обрабатываемая вода движется в межэлектродном пространстве, при этом на поверхности электродов (нерастворимых или растворимых) образуются пузырьки водорода или кислорода, которые флотируют примеси воды. При применении растворимых электродов параллельно с электрофлотацией идет процесс электрокоагуляции, что повышает эффект очистки воды.

6 Безопасность проектируемого объекта

6.1 Общая характеристика проектируемого объекта с точки зрения безопасности и безвредных условий труда

Технологический процесс производства электрической и тепловой энергии на проектируемой БГРЭС относится к производствам повышенной опасности. В качестве основного оборудования на расширяемой части станции используются барабанный котёл Пп-2650-25-545/542 БТ (П-67) и турбина К-800-240-5.

Котлы, а также трубопроводы перегретого пара и питательной воды работают под высоким давлением и температурой, испытывая большие механические нагрузки. Вспомогательное оборудование котельного цеха (насосы, вентиляторы, дымососы, мельницы) работают под высоким электрическим напряжением. Все перечисленные особенности работы оборудования требуют строжайшего соблюдения требований охраны труда.

Источники вредных воздействий на человека предусматривается размещать в отдельных помещениях. Площадь производственного помещения на одного работающего превышает $4,5 \text{ м}^2$, а объем – 15 м^3 . Здание котлотурбинного цеха перекрывается железобетонными блоками. Стены цеха сборные из железобетонных плит толщиной 300 мм.

Для удобства обслуживания предусмотрены специальные площадки и лестницы с ограждениями. Нормированные характеристики по [22] приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Нормируемые расстояния в котельном цехе

Нормируемые расстояния, не менее	Величина, м
Расстояние от фронта котла или от выступающих частей топок	3
Ширина свободных проходов вдоль фронта котла	1,5
Свободная высота проходов в котельном помещении	2
Ширина лестничного прохода	0,6

Т.к. высота выбранного котла более 20 метров, в цехе установлено подъемное устройство (лифт), для подъема людей и грузов грузоподъемностью не менее 1000 кг [22].

Технологический процесс заключается в превращении потенциальной энергии острого пара в механическую энергию вращения ротора турбины, механический момент передается от ротора турбины ротору генератора и в генераторе в соответствии с законом Джоуля-Ленца механическая энергия превращается в электрическую. Работа оборудования сопровождается шумом, вибрацией, излучением тепла и т.п.

6.2 Объемно-планировочное решение проектируемого объекта (цеха)

Параметры помещения: общий объем котельного цеха 800000 м³, средняя высота 70 м. Здание котельного цеха выполняется из стеновых панелей типа ПСМ, комплексных металлических панелей из профлиста с негорючим утеплителем, перекрытия по отметкам сборные железобетонные типа ПНОС, частично монолитные.

В котельном цехе в результате технологического процесса имеет место тепловое излучение от обмуровки котельных агрегатов и трубопроводов. Для снижения его предусматривается тепловая изоляция (температура наружной поверхности не более 45 °С при температуре наружного воздуха 25 °С).

Источником производственного шума и вибрации в котельном цехе являются дымососы, дутьевые вентиляторы, трубопроводы, мельницы, насосы. Для снижения воздействия производственного шума на работников предусмотрено расположение группового щита управления за звукоизолирующей стеной, для работающих в цехе предусматриваются индивидуальные средства защиты (наушники, беруши и т.д.).

Для пожарной безопасности предусматриваются эвакуационные выходы, внутренний и наружные пожарные водопроводы, первичные средства пожаротушения, противопожарные роботизированные установки (лафетный ствол) пожаротушения цеха для обеспечения охлаждения строительных конструкций КЦ. Для защиты от низких температур в зимний период у всех выходов из здания устанавливаются установки отопительно-вентиляционного оборудования.

Для защиты от воздействия вредных веществ предусматривается местная вытяжная вентиляция и общая вентиляция.

6.3 Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей технологического процесса

При эксплуатации и ремонте основного и вспомогательного оборудования могут возникнуть следующие опасные ситуации:

- захват спецодежды движущимися частями оборудования, ранения об остроконечный рабочий инструмент;
- тепловые ожоги;
- поражение электрическим током;
- воздействие вибраций и шума на организм и т.д.

Во избежание всего этого на персонал возлагается обязанность неукоснительно соблюдать требования инструкции по охране труда и правила техники безопасности. С персоналом должны регулярно проводиться занятия и тренировки с периодическим контролем знаний требований инструкции по охране труда и правил техники безопасности.

6.3.1 Опасность поражения электрическим током

Котельный цех, согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), относится к помещению с повышенной опасностью с рабочим напряжением от 0,4 до 6 кВ. Для защиты от поражения электрическим током предусматривается ГОСТ 50571.8-94 «Требования обеспечения безопасности. Общие требования по применению мер защиты для обеспечения безопасности», ПУЭ-99;

- рабочая изоляция;
- недоступность токоведущих частей (используются ограждающие средства - кожух, корпус, электрический шкаф, использование блочных схем и т.д.);
- блокировки безопасности (механические, электрические);
- малое напряжение: для локальных светильников (36 В), для особо-опасных помещений и вне помещений; 12 В используется во взрывоопасных помещениях;
- предупредительная сигнализация, знаки и плакаты безопасности;
- меры ориентации (использование маркировок отдельных частей электрического оборудования, надписи, предупредительные знаки, разноцветная изоляция, световая сигнализация);
- индивидуальные средства защиты;
- защитное заземление ГОСТ 12.1.030-81 (применяют в электроустановках до 1 кВ и более переменного тока с изолированной нейтралью или изолированным выводом однофазного тока, а также в электроустановках постоянного тока с изолированной средней точкой при повышенных требованиях безопасности: сырые помещения, передвижные установки, торфяные разработки и т.д.);
- зануление ГОСТ 12.1.030-81 (применяют в электроустановках до 1 кВ с глухозаземлённой нейтралью или глухозаземлённым выводом источника однофазного тока, а также глухозаземлённой средней точкой в трёхпроводных сетях постоянного тока).

К общей системе заземления подключают все металлические нетоковедущие части оборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания, на корпус.

6.3.2 Опасность атмосферного электричества

Район расположения ТЭЦ по интенсивности грозовой деятельности характеризуется как умеренный (с пиком грозовой активности в июне-июле месяце).

Опасность поражения молнией зданий и сооружений заключается:

- в первичном проявлении, т.е. прямом ударе молнии;
- во вторичном проявлении, т.е. электростатической и электромагнитной индукции (возникновения разности потенциалов и

искрения на металлических конструкциях, оборудовании, трубопроводах и т.д.);

- в заносе высокого потенциала по проводам линий электропередач, токопроводящим коммуникациям, рельсам и др.

Мероприятия по защите от молний определяются Указаниями по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений (СО 153-34.21.122-2003). Здание котельного цеха относится ко второй категории, защита осуществляется как отдельно стоящими молниеотводами, так и молниеотводами, устанавливаемыми на защищаемых объектах.

6.3.3 Электромагнитные поля, статическое электричество, ионизирующие излучения

К источникам электромагнитных излучений на производстве относятся:

- искусственные - линии электропередач, трансформаторы, устройства защиты и автоматики и др.

Перечисленные источники излучения обладают определенной массой и количеством движения, распространяются со скоростью света, заряжая частицы воздуха, при воздействии на человека оказывают отрицательное влияние в виде нагрева, поляризации, ионизации клеток человека.

Предельно допустимые уровни (ПДУ) магнитных полей регламентируют СанПиН 2.2.4.1191-03 "Электромагнитные поля промышленной частоты (50 Гц) в производственных условиях" в зависимости от времени пребывания персонала для условия общего и локального воздействия.

Предельно допустимые уровни (ПДУ) напряженности электрических полей регламентируют "СанПиН выполнения работ в условиях воздействия промышленной частоты электрических полей (50 Гц)" в зависимости от времени пребывания приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Предельно допустимые уровни магнитных полей

Время пребывания, час	Допустимые уровни МП, Н (А/м) / В (МК/л), При воздействии	
	Общем	Локальном
≤ 1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

Мероприятия по защите от воздействия электромагнитных полей:

- уменьшение составляющих напряженностей электрического и магнитного полей в зоне индукции, в зоне излучения - уменьшение плотности

потока энергии, если позволяет данный технологический процесс или оборудование;

- защита временем (ограничение время пребывания в зоне источника электромагнитного поля);
- метод экранирования рабочего места или источника излучения электромагнитного поля;
- рациональная планировка рабочего места относительно истинного излучения электромагнитного поля;
- применение средств предупредительной сигнализации;
- применение средств индивидуальной защиты.

К природным источникам ионизирующих излучений относится космическое излучение, а также излучение от земли, почвы, горных пород, в том числе угля. Они оказывают на человека внешние и внутренние действия, заканчивающиеся изменением химического состава клетки, ее гибелью, образованием новообразований. При поражении крови возникает лейкоцитоз, при однократной эквивалентной дозе облучения в 80-120 бэр начинается лучевая болезнь, при 270-300 бэр летальный исход в 50% случаев.

Нормирование ионизирующих излучений производят в соответствии с санитарными правилами СанПиН 2.6.1.2523-09 (НРБ-99/2009) дифференцированно для различных категорий облучаемых лиц:

- категория А - лица, непосредственно, работающие с источником;
- категория Б - лица, работающие периодически или находящиеся рядом;
- категория В - все остальное население.

К средствам защиты относятся:

- метод защиты количеством, т.е. по возможности снижение нормы дозы облучения;
- защита временем, т.е. ограничение времени облучения;
- экранирование (свинец, бетон);
- защита расстоянием;

6.3.4 Опасность травмирования движущимися частями машин и механизмов

При эксплуатации узлов и деталей (валов, муфт, осей, шестерен) различных машин и механизмов возможно травмирование человека движущимися частями этих механизмов. Причины разнообразны: выход движущихся частей за установленные пределы, биение или неправильная установка узлов, динамическая перегрузка механизмов, несоблюдение инструкций по эксплуатации, или нарушение правил техники безопасности. К таковым механизмам на ТЭЦ относятся: вращающиеся муфты электродвигателей, привода и исполнительные механизмы, и другое оборудование. Для исключения травмирования и возможности случайного попадания человека в опасную зону устанавливаются ограждения, предохранительные устройства, различные блокировки и сигнализации ГОСТ

12.2.062.ССБТ «Оборудование производственное. Ограждение защит-ное»,
ГОСТ 12.3.002.ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности».

6.3.5 Тепловые излучения и опасность термического ожога

В котельном цехе в результате технологического процесса имеет место тепловое излучение от обмуровки турбин и трубопроводов.

В соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 интенсивность облучения (E_0) должно быть меньше или равно 140 Вт/м^2 . На рабочих местах, связанных с выделением тепла, предусматривается ГОСТ 12.4.123:

- теплозащитные экраны в районе мест, где наблюдается сильное выделение тепла;
- сигнальная окраска трубопроводов (соответствует правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды);
- тепловая изоляция (температура наружной поверхности не более 45°C ;
- воздушное душирование;
- спецодежда в соответствии с нормами;
- вентиляция;

В таблице 6.3 приведены допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96.

Таблица 6.3 – Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м^2 , не более
50 и более	35
25-50	70
не более 25	100

6.3.6 Требования промышленной безопасности к организациям и работникам опасных производственных объектов (ОПО), осуществляющим эксплуатацию подъёмных сооружений (ПС). Приказ №533 от 12.11.2013

Организация (индивидуальный предприниматель), эксплуатирующая ОПО с ПС (без выполнения собственными службами работ по ремонту, реконструкции или модернизации) (далее - эксплуатирующая организация), должна соблюдать требования руководств (инструкций) по эксплуатации имеющихся в наличии ПС и выполнять следующие требования:

а) поддерживать эксплуатируемые ПС в работоспособном состоянии, соблюдая графики выполнения технических освидетельствований, технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов, а также

не превышать срок службы (период безопасной эксплуатации), заявленный изготовителем в паспорте ПС без наличия заключения экспертизы промышленной безопасности о возможности его продления;

б) не превышать характеристики и не нарушать требования, изложенные в паспорте и руководстве (инструкции) по эксплуатации ПС (грузоподъемность или грузовой момент, группу классификации режима и другие паспортные режимы эксплуатации);

в) не допускать к применению неработоспособные и несоответствующие технологии выполняемых работ грузозахватные приспособления и тару;

г) не эксплуатировать ПС с неработоспособными ограничителями, указателями и регистраторами;

д) не эксплуатировать ПС на неработоспособных рельсовых путях (для ПС на рельсовом ходу);

е) не эксплуатировать ПС с нарушениями требований по их установке. Не эксплуатировать ПС с отступлениями от регламентированных размеров посадочных лестниц и площадок, строительных конструкций или площадок на открытом воздухе, на которых установлено ПС и минимально допустимым расстояниям от ПС до иных строительных конструкций, оборудования, других ПС, штабелей грузов или откоса, которые установлены в руководстве (инструкции) по эксплуатации ПС. Следить, чтобы нагрузочные характеристики площадок установки ПС и/или подкрановых строительных конструкций, не превышали нагрузок от ПС с грузом, указанных в паспорте и руководстве (инструкции) по эксплуатации ПС;

ж) разработать и утвердить распорядительным актом эксплуатирующей организации, инструкции с должностными обязанностями, а также поименный перечень лиц, ответственных за промышленную безопасность в организации из числа ее аттестованных специалистов:

- специалиста, ответственного за осуществление производственного контроля при эксплуатации ПС;

- специалиста, ответственного за содержание ПС в работоспособном состоянии;

- специалиста, ответственного за безопасное производство работ с применением ПС.

Указанные специалисты должны быть аттестованы, в том числе на знание требований промышленной безопасности к рельсовым путям, если в состав ОПО входят ПС, передвигающиеся по ним.

В организациях, где производство работ с применением ПС выполняется на одном участке (цехе), разрешается одному специалисту совмещать обязанности ответственного за содержание ПС в работоспособном состоянии и за безопасное производство работ;

з) устанавливать порядок допуска к самостоятельной работе на ПС персонала в соответствии с инструкциями ОПО и контролировать его соблюдение;

и) обеспечить соблюдение технологических процессов с ПС, исключаяющих нахождение работников и третьих лиц под транспортируемым

грузом и в опасных зонах, а также исключаящих перемещение грузов за пределами границ опасных зон;

к) не допускать транспортировку кранами работников;

л) исключить случаи использования ПС для подтаскивания грузов и использования механизма подъема крана с отклонением канатов от вертикали;

м) иметь в наличии грузы (специальные нагружатели) для выполнения испытаний ПС, либо проводить испытания на специально оборудованном полигоне.

При эксплуатации ПС эксплуатирующая организация обязана:

а) устанавливать порядок контроля обучения и периодической проверки знаний специалистов и персонала, работающих с ограничителями, указателями и регистраторами, а также документально подтверждать его соблюдение с учетом требований руководства (инструкции) по эксплуатации;

б) организовывать (в том числе, с привлечением специализированных организаций) считывание данных регистратора параметров не реже сроков, указанных в руководстве (инструкции) по эксплуатации регистратора, осуществлять обработку (расшифровку) этих данных с оформлением протокола, выявлять нарушения правил эксплуатации ПС;

в) обеспечивать соблюдение технологического процесса транспортировки грузов и приостановку работы ПС в случае возникновения угрозы аварийной ситуации;

г) при выявлении нарушений требований к эксплуатации ПС, принимать меры по их устранению и предупреждению, в том числе проводить внеочередную проверку знаний работников, допустивших такие нарушения.

Работники ОПО, непосредственно занимающиеся эксплуатацией ПС, должны соответствовать следующим требованиям:

а) быть обученными и иметь выданное в установленном порядке удостоверение на право самостоятельной работы по соответствующим видам деятельности;

б) знать критерии работоспособности применяемых ПС в соответствии с требованиями руководства (инструкции) по эксплуатации применяемых ПС, технологический процесс транспортировки грузов.

в) в случае возникновения угрозы аварийной ситуации, информировать об этом своего непосредственного руководителя;

г) знать порядок действий, по инструкциям эксплуатирующей организации, в случаях возникновения аварий и инцидентов при эксплуатации ПС, а также выполнять данные инструкции;

д) пройти в установленном порядке аттестацию (только для специалистов) на знание настоящих ФНП и не нарушать их в процессе выполнения работ.

Изм.	Лист			Подпись	Дата

ДП-14010165-ПЗ

Лист

80

6.4 Производственная санитария

6.4.1 Микроклимат

Помещение котельного цеха характеризуется:

- повышенной температурой;
- наличием теплового излучения;
- повышенной относительной влажностью.

Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений регламентируют санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений".

Для создания благоприятных условий работы в котельном цехе используется:

- естественная вентиляция;
- искусственная вентиляция (приточно-вытяжная), в которых воздух увлажняется, в соответствии с СНиП 41-01-03 "Отопление, вентиляция и кондиционирование".

Отопление цеха в холодное время года осуществляется калориферами и нагревательными приборами. Для предотвращения термического ожога от горячих поверхностей применяется тепловая изоляция. Для оценки сочетанного воздействия параметров микроклимата в целях осуществления мероприятий по защите, работающих от возможного перегревания используется интегральный показатель тепловой нагрузки среды (ТНС).

На щитах управления оборудованием предусмотрено поддержание оптимальных показателей микроклимата. Перепады температур воздуха на БЩУ (блочный щит управления) по высоте и горизонтали, а также изменение температур воздуха в течение смены при обеспечении оптимальных величин не должны превышать 20 °С и не выходить за пределы величин. Это достигается кондиционированием помещения БЩУ, в соответствии со СНиП 41-01-03 "Отопление, вентиляция и кондиционирование".

Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне представлены в таблице 6.4, допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне - в таблице 6.5 Интегральный показатель тепловой нагрузки представлен в таблице 6.6.

Таблица 6.4 - Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне котельного цеха

Сезон года	Категория работ	Температура поверхности, °С	Температура воздуха, °С	Относительная влажность, %	Скорость воздуха, м/с
Холодн.	IIa	18-22	19-21	40-60	0,2
Тёплый	IIa	19-23	20-22	40-60	0,2

Таблица 6.5 - Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне котельного цеха

Сезон года	Категория работ	Температура воздуха по верхности, °С	Температура воздуха, °С		Относительная влажность, %	Скорость воздуха, м/с	
			Диапазон ниже оптим. величин	Диапазон выше оптим. величин		Диапазон ниже оптим. величин	Диапазон выше оптим. величин
Холодн	Па	16-24	17-18,9	21,1-23	15-75	0,1	0,3
Тёплый	Па	17-28	18-19,9	22,1-27	15-75	0,1	0,4

Таблица 6.6 – Рекомендуемые величины интегрального показателя тепловой нагрузки среды (ТНС-индекса) для профилактики перегрева организма

Категория работ по уровню энергозатрат	Величина интегрального показателя
Па (175 – 232Вт)	20,5 – 25,1

6.4.2 Выделение вредных веществ

Источником выделения вредных веществ являются:

- котельный агрегат;
- мельницы;
- химическая промывка и т.д.

Для защиты от воздействия вредных веществ предусматривается:

- автоматизация и механизация процессов, сопровождающихся выделением вредных веществ;
- герметизация оборудования;
- местная вытяжная вентиляция и общая вентиляция СНиП 41-01-03;
- средства индивидуальной защиты (респираторы).

Токсикологические характеристики вредных веществ (ГН-2.2.5.1313-03), выделяемых в котельном цехе, приведены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Токсикологические характеристики вредных веществ

Наименование	Агрегатное состояние	Характер воздействия на человека	ПДК, мг/м ³	Класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88
NO ₂	Пар красно-бурого цвета	Вызывает удушье, кашель, раздражение	5	3
CO	Бесцветный газ с запахом	Оказывает нервнопаралитическое воздействие	20	4

Продолжение таблицы 6.7

SO ₂	Бесцветный газ с запахом	Вызывает раздражение глаз, дыхательных путей. Усиливает воспалительные процессы в мозге	10	4
Угольная пыль	Аэрозоль	Воздействует на дыхательные пути	20	4

Мероприятия по обеспечению безопасности труда при контакте с вредными веществами должны предусматривать:

- применение прогрессивной технологии производства (замкнутый цикл, автоматизация, комплексная механизация, дистанционное управление, непрерывность процессов производства, автоматический контроль процессов и операций), исключающей контакт человека с вредными веществами;
- правильную эксплуатацию санитарно-технического оборудования и устройств (отопления, вентиляции, водопровода, канализации);
- применение специальных систем по улавливанию и утилизации абгазов, рекуперацию вредных веществ и очистку от них технологических выбросов, нейтрализацию отходов производства, промывных и сточных вод;
- применение средств дегазации, активных и пассивных средств взрывозащиты и взрывоподавления;
- контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
- применение средств индивидуальной защиты работающих;
- специальную подготовку и инструктаж обслуживающего персонала;

6.4.3 Освещение

Для безопасной работы в котельном цехе предусматривается совмещённое освещение в соответствии со СП 52.13330.2011(Свод правил: естественное и искусственное освещение):

- естественное освещение (система боковая);
- искусственное (система комбинированная). Источники и светильники: лампы накаливания, лампы газоразрядные;

Виды освещения делятся на:

- рабочее, для освещения помещения в соответствии с характером выполняемых работ;
- аварийное, для продолжения работ при отключении рабочего освещения (питание от независимого источника энергии, аккумуляторных батарей);
- эвакуационное (по основным проходам и лестничным клеткам);
- дежурное.

Предусмотренные мероприятия обеспечивают параметры освещения в соответствии с нормами, представленными в таблице 6.8.

Таблица 6.8 - Нормы освещения по СП 52.13330.2011 «Свод правил: естественное и искусственное освещение»

Наименование помещения	Характер работы	Нормируемое значение КЕО, %		Нормируемая освещённость при искусственном освещении, Лк		Тип светильника, источник света.
		При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении	При системе комбинированного освещения	При системе общего освещения	
Помещение цеха	Наблюдение за произв. процессом (VIIIб разряд зрит. работ)	0,7	0,2	-	75	ЛЛ типа: ЛТБ, ЛБ, 730, 735, КЛЛ, СД
БЩУ	Наблюдение за измерениями, приборами (IIIв разряд зрит. работ)	3,0	1,2	750	300	ЛЛ типа: ЛЕЦ, 840, 865, МГЛ, СД

6.4.4 Шум, вибрация

Источником производственного шума и вибрации в котельном цехе являются котельные агрегаты, дымососы, дутьевые вентиляторы, трубопроводы, мельницы, насосы. В соответствии с СНиП 23-03-03 и ГОСТ 12.1.003 допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот сведём в таблицу 6.10.

Вибрация возникает при работе машин и механизмов с вибрационно-поступательным движением деталей, неуравновешенными вращающимися массами.

Вибрация, воздействующая на человека, нормируется отдельно для каждого установленного направления в каждой октавной полосе по СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Методы и средства защиты». Зависимость вибрации на рабочем месте от частоты представлены в таблице 6.9.

Таблица 6.9 - Нормы общей вибрации на рабочем месте в среднегеометрических частотах (СН 2.2.4/2.1.8.566-96)

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X_o, Y_o, Z_o	
	виброускорения	
	м/с ²	дБ
2,0	0,14	103
4,0	0,10	100
8,0	0,10	100
16,0	0,20	106
31,5	0,40	112
63,0	0,79	118
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни	0,10	100

Устранение вредного воздействия вибрации на человека в производственных условиях, в соответствии с ГОСТ 12.1.012-2004.ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования», достигается путём применения:

- виброизоляции;
- вибродемпфирования;
- средств индивидуальной защиты.

Таблица 6.10 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для рабочих мест в производственном помещении котельного цеха по СНиП 23-03-2003

Назначение помещений или территорий	Уровни звукового давления, Дб, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и экв. уровни звука, Дб(А)	Максимальный уровень звука, Дб(А)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
1. Рабочие помещения диспетчерских служб, кабины наблюдения и дистанционного управления с речевой связью по телефону, участки точной сборки, телефонные и телеграфные станции, залы обработки информации на ЭВМ.	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65	75
2. Помещения с постоянными рабочими местами производственных предприятий, территории предприятий с постоянными рабочими местами.	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80	95

Для защиты от шума по ГОСТ 12.1.003-83 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданиях и на территории жилой застройки» предусматриваем:

- звукоизоляцию;
- звукопоглощающую облицовку;
- индивидуальные средства защиты.

Двойные стены или перегородки проектируем с жесткой связью между элементами по контуру или в отдельных точках. Величина промежутка между элементами конструкций должна быть не менее 4 см.

Звукоизолирующие кабины применяем в промышленных цехах и на территориях, где допустимые уровни превышены, для защиты от шума рабочих и обслуживающего персонала. В звукоизолирующих располагаем пульты контроля и управления технологическими процессами и оборудованием, рабочие места мастеров и начальников цехов.

Звукопоглощающие конструкции (подвесные потолки, облицовка стен, кулисные и штучные поглотители) применяем для снижения уровней шума на рабочих местах и в зонах постоянного пребывания людей в производственных

и общественных зданиях. Площадь звукопоглощающих облицовок и количество штучных поглотителей определяем расчетом.

Штучные поглотители применяем, если облицовок недостаточно для получения требуемого снижения шума, а также вместо звукопоглощающего подвесного потолка, когда его устройство невозможно или малоэффективно (большая высота производственного помещения, наличие мостовых кранов, наличие световых и аэрационных фонарей).

Экраны следует применять для снижения уровней звукового давления на рабочих местах в зоне действия прямого звука и в промежуточной зоне. Устанавливать экраны следует по возможности ближе к источнику шума.

6.4.5 Обеспечение безопасной работы сосудов находящихся под давлением

Безопасная работа сосудов, находящихся под давлением (СРД), обеспечивается комплексом организационно-технических мероприятий, включающих в себя: конструкция сосудов, применяемые материалы и технологии, в том числе и при ремонтных работах, обеспечивают конструктивную прочность сосудов. Эксплуатация сосудов ведется в строгом соответствии с требованиями ФНП «Правил промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» №116 от 25.03.2014. Персонал, занятый обслуживанием сосудов, должен быть надлежащим образом обучен и аттестован.

Результаты технического освидетельствования записывают в паспорт сосуда с указанием рекомендуемых значений параметров эксплуатации и сроков следующих освидетельствований. Если при освидетельствовании обнаружены дефекты, снижающие прочность сосуда, можно разрешить его эксплуатацию при пониженных параметрах (давление, температура), подтвержденных расчетом на прочность. При выявлении дефектов, причины и последствия которых установить невозможно, необходимо проведение специальных исследований или заключение специализированных организаций.

Техническое освидетельствование сосудов, для которых невозможно проведение внутреннего осмотра или гидравлического испытания, следует проводить согласно разработанной в проекте инструкции по монтажу и эксплуатации сосуда, в которой указаны методика, периодичность и объекта контроля.

Таблица 6.11 – Периодичность технического освидетельствования СРД, регистрируемых в органах Ростехнадзора

Скорость коррозии, мм/год	Периодичность освидетельствования	
	Ответственный на предприятии (наружный и внутренний осмотр) Наружный и внутренний осмотр	Гидравлическое испытание пробным давлением
Не более 0,1	4 года	8 лет
Более 0,1	4 года	8 лет
Регенеративные подогреватели	После двух капитальных ремонтов, но не реже одного раза в 12 лет	

Испытания проводятся на прочность и герметичность, первый этап при сборке - различные методы изотопной дефектоскопии, второй этап - гидравлические испытания (готовое изделие).

Цельнолитые сосуды выдерживают под избыточным давлением на 50% больше рабочего давления в течение не менее 60 минут. Для основных сосудов - выдержка при давлении на 25% больше рабочего давления и в течение 10-60 минут.

Сосуд считается прошедшим гидравлические испытания, если не обнаружено:

- течи, трещин, слезок, потения в сварных соединениях и на основном металле;
- течи в разъемных соединениях;
- видимых деформаций, падение давления по манометру.

Внеочередное освидетельствование сосудов, находящихся в эксплуатации, проводят в следующих случаях:

- если сосуд не эксплуатировался более 12 месяцев;
- если сосуд был демонтирован и установлен на новом месте;
- если проведены ремонтные работы сосуда с применением пайки и сварки;
- по требованию инспектора;
- после аварии сосуда или элементов.

6.4.6 Техническое освидетельствование котлов

Проектирование, конструкция, материалы, изготовление, монтаж, наладка, ремонт и эксплуатация паровых и водогрейных котлов производится по ФНП «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» №116 от 25.03.2014.

Техническое освидетельствование котла осуществляется специалистом специализированной организации, имеющей лицензию Ростехнадзора на осуществление деятельности по экспертизе промышленной безопасности технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте.

Техническое освидетельствование котлов, не регистрируемых в органах Ростехнадзора, проводится лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию котлов.

Освидетельствование пароперегревателей и экономайзеров, составляющих с котлом один агрегат, проводится одновременно с котлом.

Каждый котел подвергается техническому освидетельствованию до пуска в работу, периодически в процессе эксплуатации и в необходимых случаях - внеочередному освидетельствованию.

Внеочередное освидетельствование котла проводится:

- если котел находился в бездействии более 12 месяцев;
- если котел был демонтирован и установлен на новом месте;
- если произведено ремонт оборудования с применением сварки, наплавки и термической обработки элементов;
- если сменено более 15% анкерных связей любой стенки;
- после замены барабана, коллектора экрана, пароперегревателя, парохладителя или экономайзера;
- если сменено одновременно более 50% общего количества экранных и кипяtilьных или дымогарных труб или 100% пароперегревательных и экономайзерных труб;
- если такое освидетельствование необходимо по решению ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию котла по результатам проведенного осмотра и анализа эксплуатационной документации.

Техническое освидетельствование котла состоит из наружного, внутреннего осмотров и гидравлического испытания. При техническом освидетельствовании допускается использовать методы неразрушающего контроля, в том числе метод акустической эмиссии.

Наружный и внутренний осмотры имеют целью:

- при первичном освидетельствовании проверить, что котел установлен и оборудован в соответствии с ФНП «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» и представленными при регистрации документами, а также что котел и его элементы не имеют повреждений;
- при периодических и внеочередных освидетельствованиях установить исправность котла и возможность его дальнейшей работы.

При наружном и внутреннем осмотрах котла обращается внимание на выявление возможных трещин, надрывов, отдулин, выпучин и коррозии на внутренних и наружных поверхностях стенок, следов пропаривания и пропусков в сварных, заклепочных и вальцовочных соединениях, а также повреждений обмуровки, могущих вызвать опасность перегрева металла элементов

котла.

Гидравлическое испытание имеет целью проверку прочности элементов котла и плотности соединений.

В случае снижения рабочего давления по результатам технического освидетельствования пробное давление при гидравлическом испытании определяется исходя из разрешенного давления.

Уполномоченная специализированная организация проводит техническое освидетельствование в следующие сроки:

- наружный и внутренний осмотры - не реже одного раза в 4 года;
- гидравлическое испытание - не реже одного раза в 8 лет.

Если по условиям производства не представляется возможным предъявить котел для освидетельствования в назначенный срок, владелец обязан предъявить его досрочно.

Гидравлическое испытание котлов проводится только при удовлетворительных результатах наружного и внутреннего осмотров.

Владелец обязан самостоятельно проводить наружный и внутренний осмотры после каждой очистки внутренних поверхностей или ремонта элементов, но не реже чем через 12 месяцев, а также перед предъявлением котла для технического освидетельствования.

6.5 Предупреждение аварийных ситуаций

6.5.1 Предупреждение аварий и взрывов технологического оборудования

Для предупреждения аварий и взрывов технологического оборудования необходимо исключить: тепловые и механические перегрузки оборудования (парогенераторов и турбин); нарушение режима работы оборудования; неисправности контрольно-измерительных приборов и средств диспетчеризации технологического управления. Данный технологический процесс производства электроэнергии и тепловой энергии должен вестись в строгом соответствии: с ПТЭ электростанций и сетей; ФНП «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»; ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и тепловых сетей - РД 34.03.201-97.

6.5.2 Обеспечение взрывопожарной безопасности

Категория помещения по пожарной опасности (СП 12.13130)-Г. Котельный цех относится ко II степени огнестойкости. Максимальные пределы огнестойкости конструкций для II класса огнестойкости представлены в таблице 6.12 СНиП 21-01-97

						ДП-14010165-ПЗ	Лист
							90
Изм.	Лист			Подпись	Дата		

Таблица 6.12 - Максимальные пределы огнестойкости конструкций

Степень огнестойкости здания	Максимальные пределы огнестойкости конструкций, (минут)					
	Несущие элементы	Наружные стены	Перекрытия	Перекрытия безчердачные	Лестничные	
					Площадки, стены	Марши лестниц
II	R45	RE15	REJ45	RE15	REJ90	R45

Источником возникновения пожара может явиться угольная пыль. Ее характеристика приведена в таблице 6.13

Таблица 6.13 – Пожароопасные свойства веществ

Наименование вещества	Агрегатное состояние	Плотность г/м ³	Нижний концентрационный предел воспламенения, г/м ³	Верхний концентрационный предел воспламенения, г/м ³	Температура самовоспламенения, °C
Угольная пыль	Аэрозоль	890	80	—	370

На электростанциях для пожарной безопасности согласно «Правил противопожарного режима РФ» необходимо выполнять:

- запрещается производить монтаж или ремонт оборудования и газопроводов в помещении при неработающей вентиляции;
- при подаче топлива должны работать все средства обеспыливания, находящиеся на тракте топливоподачи, а также устройства по улавливанию металла, щепы и других посторонних включений из топлива;
- на тракте топливоподачи регулярно проводится контроль и своевременно выполняется текущий ремонт и техническое обслуживание для предотвращения скопления пыли;
- в помещениях тракта топливоподачи необходимо соблюдать чистоту, регулярно проводить уборку с удалением пыли со всех мест ее скопления. Уборка проводится по утвержденному графику в зависимости от типа твердого топлива, его склонности к окислению и запыленности помещений. Пыль убирается гидросмывом или механизированным способом. При необходимости в отдельных местах ручной уборки эти работы допускается проводить только после увлажнения пыли распыленной водой;

- на кабельных трассах, идущих по тракту топливоподачи, необходимо следить за наличием просвета между кабелями для уменьшения скопления пыли;

- при загрузке конвейерных лент не должно быть падений топлива, которое следует убирать в течение рабочей смены. Не разрешается допускать скопление топлива под нижней ниткой конвейерных лент;

- не разрешается, кроме аварийных ситуаций, осуществлять остановку конвейеров, нагруженных топливом. В случае аварийной остановки конвейерные ленты освобождаются (разгружаются) от топлива в возможно короткие сроки;

- при переходе электростанции на длительное сжигание газа или мазута и перед капитальным ремонтом соответствующего оборудования производится полное опорожнение бункеров сырого топлива;

- перед проведением вулканизационных работ на конвейере необходимо очистить от пыли участки не менее 10 метров вдоль ленты (при необходимости выполнить гидроуборку), огородить его негорючими щитами и обеспечить первичными средствами пожаротушения;

- запрещается в помещениях и коридорах закрытых распределительных устройств и подстанций устраивать кладовые, не относящиеся к распределительному устройству, а также хранить электротехническое оборудование, запасные части, емкости с горючими жидкостями и баллоны с различными газами.

В кабельных сооружениях:

- не реже чем через 60 метров устанавливаются указатели ближайшего выхода;

- на дверях секционных перегородок наносятся указатели (схема) движения до ближайшего выхода. У выходных люков из кабельных сооружений устанавливаются лестницы так, чтобы они не мешали проходу по тоннелю (этажу);

- запрещается прокладка бронированных кабелей внутри помещений без снятия горючего джутового покрова;

- при эксплуатации кабельных сооружений двери секционных перегородок фиксируются в закрытом положении. Устройства самозакрывания дверей поддерживаются в технически исправном состоянии;

- запрещается при проведении реконструкции или ремонта применять кабели с горючей полиэтиленовой изоляцией;

- металлические оболочки кабелей и металлические поверхности, по которым они прокладываются, защищаются негорючими антикоррозийными покрытиями;

- запрещается в помещениях подпитывающих устройств маслонаполненных кабелей хранить горючие и другие материалы, не относящиеся к этой установке;

- кабельные каналы и двойные полы в распределительных устройствах и других помещениях необходимо перекрывать съемными негорючими плитами. В помещениях щитов управления с паркетными полами деревянные

щиты снизу защищаются асбестом и обиваются жестью или другим огнезащитным материалом. Съёмные негорючие плиты и цельные щиты должны иметь приспособления для быстрого их подъема вручную;

- при реконструкции и ремонте прокладка через кабельные сооружения каких-либо транзитных коммуникаций и шинопроводов не разрешается.

Кроме того для пожарной безопасности предусматривается по ГОСТ 12.1.004 ССБТ:

- эвакуационные выходы;
- внутренний и наружный пожарные водопроводы (СП 8.13130-2009 и СП 10.13130-2009);
- первичные средства пожаротушения: огнетушители (ОВП, ОП, ОУ);
- пожарные лестницы для выхода наружу;
- сигнализация (СП 5.13130.2009);
- вводный и первичный инструктаж о мерах пожарной безопасности всех работников при поступлении на работу.

6.6 Индивидуальное задание

В качестве индивидуального задания нужно рассчитать защитное зануление.

Зануление применяется в трехфазных четырёхпроводных электрических сетях напряжением до 1000В с глухозаземлённой нейтралью, а также в однофазных двухпроводных сетях с глухозаземлённой нейтралью. Зануление обязательно в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных, а также неопасных помещениях при напряжении выше 42 В переменного и выше 100 В постоянного тока.

Занулению подлежат металлические нетоковедущие части электроприёмников, в том числе металлические корпуса электроприборов, контрольных и наладочных стендов, трансформаторов, пусковых и регулировочных реостатов, переносных электроприёмников и т.п.

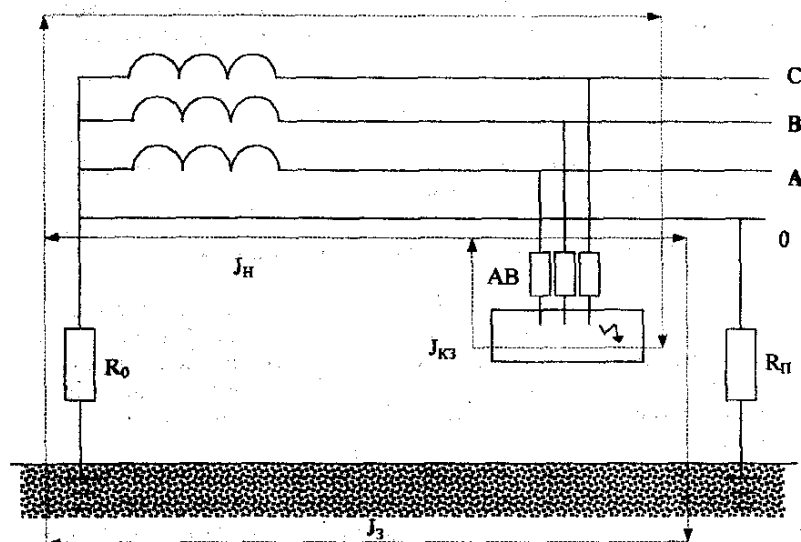


Рисунок 6.1 – Принципиальная схема зануления

При замыкании фазы на занулённый корпус ток короткого замыкания $J_{кз}$ проходит через следующие участки цепи: нулевой провод J_H , обладающий сопротивлением R_0 , обмотку трансформатора, фазный провод и дает сигнал автоматический выключатель АВ, который отключает электрооборудование. От начала замыкания фазы А на корпус срабатывания АВ электрический ток J_3 стекает в землю через повторное сопротивление R_n нулевого провода в течение $5 \div 7$ с.

Цель зануления – снизить напряжение на корпусе в аварийный период и обеспечить быстрое отключение установки от сети при замыкании фазы на её корпус. В соответствии с этим зануление рассчитывается прежде всего на отключающую способность.

Рассчитаем защитное заземление электродвигателя одного из смывных насосов, работающего в котельном цехе и питающегося от внутрицеховой подстанции, оборудованной понижающим трансформатором 6кВ/380В общей мощностью 630 кВА со схемой соединения обмотки Y/Y_н. Электрическая сеть – трёхфазная с изолированной нейтралью, выполненная из медных проводников $3 \times 25 \text{ мм}^2$ (диаметр проводника 5,64мм). Провод напряжения к двигателю насоса осуществляется двумя расположенными рядом кабелями длиной 300м каждый. Нулевой провод выполнен из стальной полосы сечением $20 \times 4 \text{ мм}$ и проложен в 20см от фазных проводов. Электродвигатель защищен автоматическим выключателем. Номинальный ток автоматического выключателя для электродвигателя под нагрузкой 72А.

По табл. 8.5. [24] находится сопротивление обмоток трансформатора, Ом,

$$Z_T = 0,129$$

Активное сопротивление фазного провода, Ом,

$$R_{\phi} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (6.1)$$

где ρ – удельное сопротивление металла, из которого выполнен фазный провод, Ом · мм²/м (для меди $\rho = 0,018$);

l – длина фазного провода, м;

S – сечение фазного провода, мм².

$$R_{\phi} = \frac{0,018 \cdot 300}{25} = 0,216$$

Внутреннее индуктивное сопротивление, Ом, фазного провода принимаем $X_{\phi} = 0$.

Так как для автоматических выключателей при $J_{ном} \leq 100$ А коэффициент кратности номинального тока $k = 1,4$, то ожидаемый ток короткого замыкания, А,

$$J_n = k \cdot J_{ном} = 1,4 \cdot 72 = 100,8 \quad (6.2)$$

Плотность тока, А/мм², находим по формуле,

$$i = \frac{k \cdot J_{ном}}{S_n} \quad (6.3)$$

где k – коэффициент кратности номинального тока;

$J_{ном}$ – номинальный ток автоматического выключателя, А;

S_n – площадь сечение нулевого провода, мм².

$$i = \frac{1,4 \cdot 72}{80} = 1,26$$

Далее по табл. 8.6.[24] определяем активное и внутреннее индуктивное сопротивление 1км проводника, $R_1 = 3,83$ Ом/км; $X_1 = 2,30$ Ом/км.

Находим активное и внутреннее индуктивное сопротивления нулевого провода, Ом,

$$R_n = R_1 \cdot l = 3,83 \cdot 0,3 = 1,15 \quad (6.4)$$

$$X_n = X_1 \cdot l = 2,30 \cdot 0,3 = 0,69 \quad (6.5)$$

Находим внешнее индуктивное сопротивление проводников петли «фаза-ноль», Ом,

$$X_n = 0,1256 \cdot l \cdot \ln \left(\frac{2D}{d} \right) \quad (6.6)$$

где l – длина нулевого провода, км;
 D – расстояние между нулевым и фазными проводами, м;
 d – диаметр проводника, м.

$$X_n = 0,1256 \cdot 0,3 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 0,2}{0,00564} \right) = 0,161$$

Сопротивление проводников сети петли «фаза-ноль», Ом, рассчитываем по формуле,

$$Z_n = \sqrt{(R_\phi + R_n)^2 + (X_\phi + X_n + X_n)^2} \quad (6.7)$$

$$Z_n = \sqrt{(0,216 + 1,15)^2 + (0 + 0,69 + 0,155)^2} = 1,61$$

Величину тока, протекающего через нулевой защитный проводник находим из выражения, А,

$$J_n = \frac{U_\phi}{(Z_n/3 + Z_n)} \quad (6.8)$$

где U_ϕ – фазное напряжение сети, В,

$$J_n = \frac{380}{(0,129/3 + 1,61)} = 229,9$$

Для надёжного срабатывания автоматического выключателя или предохранителя требуется выполнение условия:

$$J_{кз} \cong J_n \geq k \cdot J_{ном} \quad (6.9)$$

Условие выполняется и отключение электродвигателя при пробое фазы на корпус обеспечивается ($229,9\text{А} > 100,8\text{А}$).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дипломный проект посвящён расширению Берёзовской ГЭС с целью увеличения электрической мощности.

В проекте были проведены расчёты, которые позволяют сделать техническое и экономическое обоснование проекта расширения Берёзовской ГРЭС.

Был выполнен расчёт принципиальной тепловой схемы и технико-экономический расчёт турбины на режим номинальной электрической мощности, выбрано оборудование в пределах тепловой схемы, рассмотрены вопросы водоснабжения и топливоподачи.

В индивидуальном задании было рассмотрена работа флотационных установок.

В разделе «безопасность и защита окружающей среды» были описаны мероприятия по обеспечению безопасности проектируемого объекта и сделан расчёт выбросов вредных веществ в окружающую среду.

Экономическая часть проекта содержит расчёт себестоимости единиц энергии расширяемой части ТЭЦ. Исходя из экономических расчётов по народно-хозяйственному методу и метода хозяйственного расчёта сделано обоснование техническим решениям проекта. Произведён расчёт срока окупаемости предлагаемого проекта расширения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Данные Берёзовской ГРЭС-2.
2. Обоснование решения по составу оборудования ТЭЦ : Метод. указания для студентов спец. 0305 «Тепловые электрические станции» /Сост. А.Н. Симоненко ; КрПИ. Красноярск, 1986.
3. Экономическая оценка технических решений : Метод. указания по дипломному проектированию для студентов специальности 10.05 – "Тепловые электрические станции" / Сост. И. А. Астраханцева ; КГТУ. Красноярск, 1998. – 44 с.
4. Приказ ФАС России от 18.12.2015 № 1264/15 «Об утверждении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую...».
5. Цыганок А.П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб. пособие / А.П. Цыганок, С.А. Михайленко ; Красноярский. гос. техн. ун-т. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 136с.
6. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. – М. : Энергия, 1980. – 424 с.: ил.
7. Михайленко С.А., Цыганок А.П.. Тепловые электрические станции : Учебное пособие. 2-е изд. испр. – Красноярск : КРПИ, 2005. – 302с.
8. Бойко Е.А., Деринг И.С., Охорзина Т.И. Котельные установки и парогенераторы (Выбор и расчёт систем пылеприготовления и горелочных устройств котельных агрегатов) : Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 45 с.
9. Тепловые и атомные электрические станции : Справочник /Под ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. – М. : Энергоиздат, 1989. – 608 с. : ил.
10. Е.А. Бойко, А.А. Шпикив. Котельные установки и парогенераторы (конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов) : Справочное пособие для курсового и дипломного проектирования студентов специальностей 1005, 1007 ; КГТУ. Красноярск, 2003. 230с.
11. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла) : Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 96 с.
12. Гаврилов Е.И. Топливо-транспортное хозяйство и золоудаление на ТЭС: Учеб. пособие для вузов. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 168с. : ил.
13. Расчет содержания вредных веществ в дымовых газах при проектировании котлов и энергетических установок: Методические указания по дипломному проектированию для студентов специальности 1005, 1007 /Сост. С.М. Куликов, Е.А. Бойко ; КГТУ. Красноярск, 1995. 32 с.
14. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. Учебник для вузов по специальности «Тепловые электрические станции». Изд. 2-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1976. – 488 с. : ил.
15. Теплотехнический справочник. Изд. 2-е, перераб. Под ред. В.Н. Юренева и П.Д. Лебедева. Т. 1. М., «Энергия», 1975.– 378 с. : ил.

16. Малюшенко В.В., Михайлов А.К. Основное насосное оборудование электростанций. М., «Энергия», 1969. – 157 с. : ил.

17. М.И.Биргер, А.Ю. Вальдберг и др.Справочник по пыле- и золоулавливанию – 2е изд. перераб. и доп., М. : Энергоатомиздат, 1983.-312 с., ил.

18. Трухний А.Д., Ломакин Б.В.. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки : Учебное пособие для вузов. - М. : Издательство МЭИ, 2002 - 540 с. : ил., вкладки.

19. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (аэродинамический расчет котельных установок) : Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 71 с.

20. Официальный сайт завода УТЗ : http://www.utz.ru/cgi bin/ catalog / viewpos.cgi?in_id=8

21. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». Приказ Ростехнадзора №116 от 25.03.2014

22. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения». Приказ №533 от 12.11.2013

23. Емелина З.Г., Емелин Д.Г.. Безопасность жизнедеятельности : Учебное пособие. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2000 - 183 с.